

MIGUEL ANGEL ORELLANA POSTIGO

GERENCIAMENTO DE RISCO APLICADO A UMA SUBESTAÇÃO DE
13,8 KV DE UMA EMPRESA DO PIM PARA ATENDIMENTO À NR-10

São Paulo
2019

MIGUEL ANGEL ORELLANA POSTIGO

GERENCIAMENTO DE RISCO APLICADO A UMA SUBESTAÇÃO DE
13,8 KV DE UMA EMPRESA DO PIM PARA ATENDIMENTO À NR-10

Monografia apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para a
obtenção do título de Especialista em
Engenharia de Segurança do Trabalho

São Paulo

2019

Dedico este trabalho à memória de minhas avós Salomé e Berna, a minha mãe Haydée. A minha querida esposa Ana Maria, a minhas filhas Mishell, Mellanie e, Micknie pelo apoio incondicional em todo momento.

AGRADECIMENTOS

À Universidade de São Paulo, através da Escola Politécnica por ofertar um curso de extrema qualidade, com renomados docentes. À coordenação do PECE, aos professores e colegas do curso de Engenharia de Segurança do Trabalho, por compartilharem seus conhecimentos, contribuindo assim para meu crescimento profissional, e a todos que de alguma forma colaboram com a realização deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Reinaldo Silva meu orientador no PPGEM da EP-USP, pela indicação ao curso de Engenharia de Segurança do Trabalho.

“Para nos tornarmos pessoas de mérito e de valor, o que há de mais certo em nós é confiarmos em nós mesmos.”

(Michelangelo)

RESUMO

Na década de 2010, empresas industriais têm registrado um crescente aumento nos acidentes ocasionados por falhas elétricas em equipamentos das subestações, provocando graves sinistros, afetando substancialmente o processo produtivo e, conseqüentemente, acarretando perdas financeiras. Nesse contexto, verifica-se que essas empresas estão buscando adequar suas instalações às normas regulamentadoras vigentes, ação provocada pela política de Gestão da Qualidade, Normas ISO e também Auditorias do MT, entre outros. Por outro lado, nas referidas empresas existe a necessidade de aumentar a confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, pelo que se torna imperiosa a adoção de ações que minimizem o tempo de indisponibilidade das subestações e seus equipamentos. Portanto, este trabalho tem como objetivo explorar o método para gerenciamento dos riscos baseado na ISO 31000, e que seja aderente às normas NR-10 e NBR 14039. Com essa proposta, busca-se eliminar ou reduzir probabilidades de falhas que possam levar a acidentes e danos potenciais, bem como diminuir suas conseqüências, através de uma abordagem qualitativa da análise de risco, que permita pontuar a severidade e a frequência, e que possibilite estimar o nível de prioridade do risco. Este trabalho justifica-se pela importância da gestão de risco em atividade com eletricidade no setor industrial, apoiadas nas normas regulamentadoras do setor elétrico. O resultado obtido com este trabalho é o mapeamento de todos os riscos da subestação, que auxilie na tomada de decisão para tratamento do risco, no intuito de tornar os equipamentos e instalações da subestação confiáveis no que diz respeito à segurança das pessoas e continuidade do processo produtivo da empresa.

Palavras-chave: Subestações. Gerenciamento de risco. Risco elétrico. FMEA.

ABSTRACT

In the decade of 2010, industrial companies had registered a growing increase in accidents caused by electrical failures in substation equipment, causing serious losses, substantially affecting the production process, and consequently causing financial losses. In this context, it is verified that these companies are seeking to adapt their facilities to the current regulatory standards, action provoked by the policy of Quality Management, Standards ISO and also Audits of the MT, among others. On the other hand, in these companies there is a need to increase reliability in the supply of electric power, which makes it imperative to adopt actions that minimize the downtime of substation and their equipment. Therefore, the objective of this study is to explore the method for risk management based on ISO 31000, and adherent to the standards NR-10 and NBR 14039. This proposal seeks to eliminate or reduce the probability of failure that can lead to accidents and as well as to reduce its consequences, through a qualitative approach to risk analysis, which allows for punctuation of severity and frequency, and which makes it possible to estimate the level of risk priority. This study is justified by the importance of risk management in activity with electricity in the industrial sector, supported by the regulatory norms of the electricity sector. The obtained result of this work is the mapping of all substation risks, which assisting in decision making for risk treatment in order to make substation equipment and installations reliable with respect to people safety and continuity in the production process from the company.

Keywords: Substations. Risk management. Electrical risk. FMEA.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Sistema Elétrico de Potência (SEP)	17
Figura 2 – Subestação aérea com medição em média tensão.....	19
Figura 3 – Subestação abrigada com transformador	19
Figura 4 – Transformador de potencial 15kV	21
Figura 5 – Transformador de corrente 15kV	21
Figura 6 – Punho de manobra	22
Figura 7 – Chave seccionadora	22
Figura 8 – Disjuntor de media tensão	22
Figura 9 – Relé de proteção média tensão.....	23
Figura 10 – Transformador de média tensão	24
Figura 11- Relatório estatístico de mortes por acidente de origem elétrica no Brasil.....	31
Figura 12 – O processo de gestão de risco norma ISO 3100	35
Figura 13 – Método do processo de gestão de risco.....	43
Figura 14 – Empresa Industrial (PIM) -Fachada	44
Figura 15 – Empresa Industrial (PIM) -Produção.....	44
Figura 16 – Cabine Primária.....	45
Figura 17 – Cubículo MT, fusíveis, para-raios e muflas	46
Figura 18 – Disjuntor a óleo mineral.....	58
Figura 19 – Disjuntor a vácuo automatizado	60

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Severidade do risco	49
Quadro 2 – Ocorrência do risco	50
Quadro 3 – Matriz de risco.....	51
Quadro 4 – Prioridade do risco.....	51
Quadro 5 – Análise de desempenho dos equipamentos da subestação.....	54
Quadro 6 – FMEA.....	55
Quadro 7 – Plano de Ação.....	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ALARP	<i>As Low As Reasonably Practicable</i>
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ABRACOPEL	Associação Brasileira de conscientização para os perigos da eletricidade
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ISO	<i>International Organization of Standardization</i>
IEC	Comissão Eletrotécnica Internacional
FMEA	Análise de Modos de Falhas e efeitos
NR	Normas Regulamentadoras
NBR	Normas Técnicas Brasileiras
MTBF	Tempo Médio entre falhas
MTE	Ministério do Trabalho e emprego
MT	Média Tensão
PIM	Polo Industrial de Manaus
NPR	Nível de prioridade de Risco
TC	Transformador de corrente
TP	Transformador de Potencial
SEE	Subestação de Entrada de Energia
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SPDA	Sistema de proteção contra descargas atmosféricas

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
1.1 OBJETIVO.....	15
1.2 JUSTIFICATIVA	15
2 REVISÃO DA LITERATURA	16
2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA.....	16
2.1.1 Subestações	17
2.1.2 Cabine Primária	20
2.1.2.1 Posto de medição primária.....	21
2.1.2.2 Posto de proteção primária	21
2.1.2.3 Posto de transformação	24
2.2 REGULAMENTAÇÃO DE SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE	25
2.2.1 NR-10: Objetivo e aplicação	25
2.2.2 Riscos Elétricos	25
2.2.3 Requisitos de Segurança em Projetos	26
2.2.4 Requisitos de Segurança na Construção, Montagem, Operação e Manutenção	28
2.2.5 Responsabilidade pelas instalações elétricas	28
2.2.6 Normas técnicas aplicáveis: ABNT	29
2.3 ACIDENTES ELÉTRICOS EM INSTALAÇÕES INDUSTRIAIS.....	31
2.3.1 Riscos típicos em Sistemas Elétricos e sua prevenção	32
2.4 PROCESSO DE GESTÃO DE RISCOS NA SEGURANÇA DO TRABALHO	34
2.4.1 Estabelecimento do Contexto	35
2.4.2 Identificação de Risco	36
2.4.3 Análise de Riscos	36
2.4.4 Avaliação de Riscos	36
2.4.5 Tratamento de Riscos	37
2.4.6 Monitoramento e Análise Crítica	38
2.4.7 Comunicação e Consulta	38
2.5 TÉCNICAS DE ANÁLISE DE RISCO	39
2.5.1 Análise de modos de falha e efeitos (FMEA)	39

2.5.2 Confiabilidade	40
3 MATERIAIS E MÉTODOS	43
3.1 CAMPO DE ESTUDO	43
3.1.1 Escopo da Subestação de Entrada e Energia	44
3.2 IDENTIFICAÇÃO DOS RISCOS	47
3.3 ANÁLISE DE RISCOS.....	48
3.4 AVALIAÇÃO DOS RISCOS.....	49
3.5 TRATAMENTO DOS RISCOS	52
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO	53
4.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS	60
5 CONCLUSÕES	62
REFERÊNCIAS	63
ANEXO 1 – PROCEDIMENTO DE OPERAÇÃO (CABINE PRIMÁRIA)	67
ANEXO 2 – CHECKLIST (CABINE PRIMÁRIA)	70
ANEXO 3 – DIAGRAMA UNIFILAR (CABINE PRIMÁRIA)	76

1 INTRODUÇÃO

Hoje em dia, a energia elétrica é considerada como um insumo essencial para nossa sociedade, ela está tão presente em nosso dia a dia que muitas vezes passa despercebida. No setor industrial, a garantia da continuidade do fornecimento de energia elétrica com qualidade é fundamental para as atividades industriais. Utiliza-se eletricidade para o acionamento de máquinas que respondem por aproximadamente dois terços do consumo total de energia do setor industrial (CARVALHO FILHO, 2011).

A nova revolução no setor industrial, com a inclusão de tecnologias como a indústria 4.0 e a Internet das Coisas, está provocando o aumento de equipamentos e máquinas no processo produtivo, situação que impacta diretamente no consumo de energia elétrica (CREDER; COSTA, 2018). Nesse contexto, o aumento na demanda por energia elétrica torna as subestações de energia elétrica em instalações com uma grande importância no sistema de utilidades da empresa (ROSSI, 2011).

Considerando a inerente complexidade e periculosidade das subestações, devido à quantidade de itens em operação, agravadas pela necessidade de ações humanas sobre esses itens (BARROS; GEDRA, 2009). Nesse sentido, falhas em subestações devem ser evitadas, pois podem provocar danos pessoais, aos equipamentos e às instalações, assim como interrupções no fornecimento de energia elétrica, que prejudicam os índices de produtividade da empresa (CARVALHO FILHO, 2011).

Segundo o anuário da Abracopel (2018), no Brasil teve um aumento considerável de acidentes de origem elétrica e de mortes. Dados contidos nesse anuário mostram o descaso e o desconhecimento, quando o assunto é conscientização, relacionados aos riscos e perigos da eletricidade. No caso das empresas industriais, falhas nas instalações elétricas e, especialmente, subestações têm provocado graves acidentes, afetando substancialmente o processo produtivo e, conseqüentemente, perdas financeiras (CARVALHO FILHO, 2011).

Atualmente, empresas industriais estão preocupadas em adequar suas instalações às normas regulamentadoras vigentes, tais como a NR-10, a NBR5410 e NBR-14039, preocupação muitas vezes provocada pela política de Gestão da Qualidade, Normas ISO e Auditorias do Ministério do Trabalho, mas especialmente devido à necessidade de aumento na confiabilidade do fornecimento de energia elétrica.

Assim, torna-se imperiosa a adoção de ações que minimizem o tempo de indisponibilidade das subestações e seus equipamentos, com a finalidade de dar continuidade ao processo produtivo. Por isso, é necessária uma adequada gestão da operação, adotando medidas que reduzam os tempos de indisponibilidade dos equipamentos devido a falha, manutenção ou qualquer eventualidade, no intuito de otimizar o fornecimento de energia elétrica (SEIXAS, 2010; CARVALHO FILHO, 2011).

Portanto, para lidar com o binômio segurança das subestações e indisponibilidade no fornecimento de energia elétrica, muitas empresas de diversos setores industriais foram levadas a pensar em um processo para gestão dos riscos aplicado a suas instalações, que possibilite a administração desses riscos como elemento de gestão da empresa (BARBOSA; PEREIRA, 2009).

Atividades relacionadas à operação e à manutenção em subestações são atividades que envolvem riscos e devem ser gerenciadas. Portanto, como parte desse processo, é necessário realizar uma avaliação prévia nesta área, planejar as atividades a serem desenvolvidas e entender os riscos associados. No mercado, existem ferramentas de análise de risco disponíveis, que podem ajudar as organizações no gerenciamento do risco (BARROS; GEDRA, 2009; ROSSI, 2011).

Dessa maneira, o propósito da aplicação do processo de gerenciamento de riscos, neste trabalho, é eliminar as falhas ou reduzir probabilidades de falhas que eventualmente possam levar a acidentes e danos potenciais, bem como diminuir suas consequências em subestações industriais. Tal objetivo pretende ser alcançado através do uso de normas regulamentadoras, que normalmente fazem parte dos programas de segurança e saúde das empresas.

1.1 OBJETIVO

O objetivo deste trabalho é explorar o método para gerenciamento dos riscos baseado na ISO 31000 aplicado a uma subestação do Polo Industrial de Manaus (PIM), para atendimento à NR10 e à NBR14039.

1.2 JUSTIFICATIVA

Este trabalho justifica-se devido à importância da gestão de risco em atividade com eletricidade no setor industrial, na qual cabe a reflexão ao abordar-se o tema da segurança ligado à confiabilidade, visando evitar lesões pessoais, além de reduzir os tempos de indisponibilidade dos equipamentos devido à falha, no intuito de otimizar o processo produtivo.

Por outro lado, cabe destacar que o desenvolvimento deste trabalho foi influenciado pelo fato de que o autor exerceu suas atividades profissionais como responsável técnico no setor de manutenção da referida empresa. Essa situação propiciou a oportunidade de participar no processo análise de risco nas subestações, colaborando no entendimento dos riscos associados em termos de probabilidade e de consequência.

2 REVISÃO DA LITERATURA

Nesta seção, apresenta-se conceitos e definições pertinentes ao entendimento e à motivação deste trabalho. Ainda, são expostos alguns conceitos relacionados à gestão de risco, sistemas elétricos e as normas necessárias à verificação da conformidade dos referidos sistemas.

2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA

Segundo a NBR 5460, o Sistema Elétrico de Potência (SEP) é definido em sentido restrito como um conjunto de linhas e subestações que asseguram a transmissão e/ou distribuição de energia elétrica, cujos limites são definidos por meio de critérios apropriados, tais como localização geográfica, concessionária, tensão etc. (ABNT, 2004). O glossário da NR-10 define o Sistema Elétrico de Potência (SEP) como “o conjunto das instalações e equipamentos destinados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica até a medição, inclusive” (BRASIL, 2004).

Analisando a definição da NR-10, é possível concluir que, ao contrário do conceito definido por profissionais do setor elétrico, o SEP não é constituído exclusivamente por instalações elétricas em alta tensão (BRASIL, 2004). É possível constatar que as definições de SEP da NR-10 e da NBR 5410 não são baseadas em níveis de tensão. O SEP abrange tarefas e processos, nas fases de geração, transmissão, distribuição, das subestações até chegar ao consumidor final, como ilustrado na Figura 1, que apresenta de forma resumida as quatro fases.

Figura 1 - Sistema elétrico de Potência (SEP)



Fonte: Leão (2009)

2.1.1 Subestações

Quando a carga a ser instalada é grande, torna-se inconveniente para a concessionária realizar a alimentação de energia em baixa tensão, pois, além de ter que arcar com o ônus da construção e montagem de uma subestação na via pública, tem que entrar na propriedade particular com cabos de grande capacidade, elevando o custo. Assim, a necessidade de instalação de uma subestação abaixadora de tensão, situada entre a geração e o consumidor final.

Segundo a NBR- 5460, uma subestação é definida como:

(...) parte de um sistema de potência, concentrada em um dado local, compreendendo primordialmente as extremidades de linhas de transmissão e/ou distribuição, com os respectivos dispositivos de manobra, controle e proteção, incluindo obras civis e estruturas de montagem, podendo incluir também transformadores, conversores e/ou outros equipamentos (ABNT, 1992, p.59).

Mamede (2010) define a subestação como um conjunto de condutores, aparelhos e equipamentos destinados a modificar as características da energia elétrica, permitindo sua distribuição aos consumidores em níveis mais adequados de tensão. Mamede (2010) ainda classifica as subestações de acordo com as seguintes características:

- a) Subestações central de transmissão: são construídas ao lado de usinas geradoras de energia elétrica, e têm a finalidade de elevar as tensões fornecidas pelos geradores, possibilitando a transmissão da potência gerada aos grandes centros consumidores;
- b) Subestações receptora de transmissão: são construídas próximas aos grandes blocos de carga e são conectadas a subestações centrais de transmissão;
- c) Subestações de subtransmissão: são construídas no centro de um grande bloco de carga, possibilitando a conexão com as subestações receptoras e de onde se originam os alimentadores primários de distribuição;
- d) Subestações de consumidor: são de propriedade particular, supridas por alimentadores primários de distribuição e têm como objetivo suprir os pontos finais de consumo.

As subestações transformadoras de consumidor, existentes em estabelecimentos industriais de maior porte, são alimentadas em alta tensão, reduzindo a tensão já na fase de consumo (MAMEDE, 2010). Embora trabalhem em regra com menor tensão que as demais, são as que mais diretamente trazem risco aos trabalhadores não advertidos.

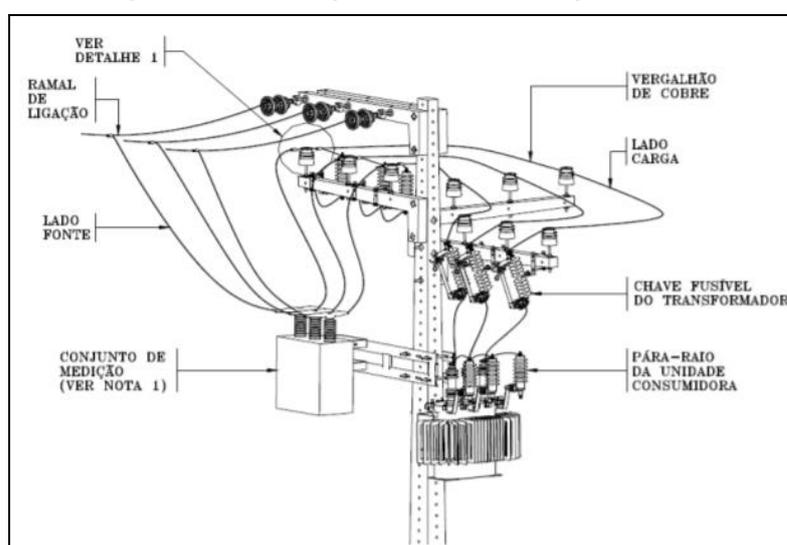
Os principais riscos envolvendo as subestações consumidoras, conforme (MIRANDA, 1999), são:

- a) choque elétrico: considerando a tensão com que trabalham, qualquer choque elétrico em subestações pode ser de alta gravidade, daí a necessidade de proteção das instalações, sinalização e treinamento;
- b) incêndio e explosões: os transformadores existentes nas subestações utilizam frequentemente como isolante óleos e outras substâncias inflamáveis, além do que o aquecimento de tais aparelhos pode provocar temperaturas perigosas para a ocorrência de incêndios;
- c) vazamentos de inflamáveis: dada a utilização de inflamáveis nos transformadores, há risco de vazamento e contaminação de áreas contíguas.

Para Niskier e Macintyre (2000), as subestações possuem vários equipamentos em seu interior (pontos de comando de alta e baixa tensão, transformadores, aparelhos de medição, disjuntores etc.). Pelo padrão construtivo, podem ser de dois tipos:

- a) Subestações Convencionais: são construídas ao ar livre, em que pórticos e equipamentos são instalados a céu aberto, conforme mostrado na Figura 2;

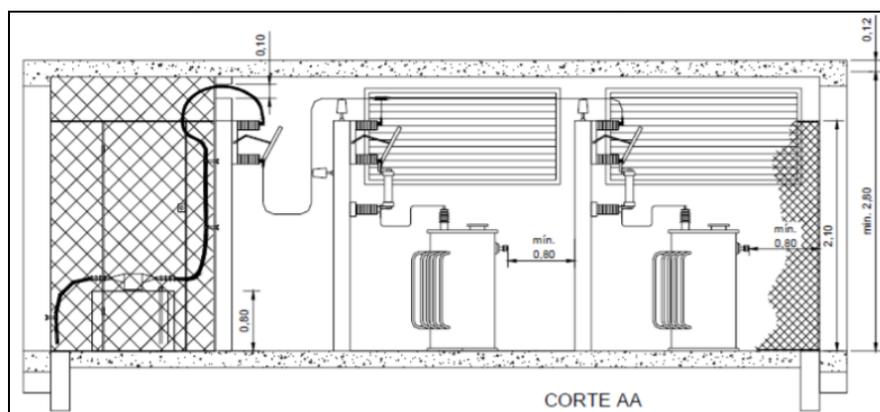
Figura 2 – Subestação aérea com medição em MT



Fonte: Coelce (2010)

- b) Subestações Abrigadas: são construídas no interior de edificações destinadas para esse fim e normalmente são construídas nos centros urbanos, como mostrado na Figura 3.

Figura 3 – Subestação abrigada com transformador



Fonte: AES Sul (2004)

Por outro lado, cabe destacar que a subestação industrial difere da subestação concessionária, porquanto o produto desta é a própria energia elétrica distribuída e entregue para consumo entre os consumidores, sendo a sua operação e manutenção de responsabilidade da empresa concessionária, e a primeira tem a finalidade de transformar e distribuir a energia elétrica para alimentar as máquinas e equipamentos constituintes do processo produtivo de uma determinada planta industrial, sendo sua operação e manutenção de responsabilidade da própria indústria (MAMEDE, 2010; NISKIER; MACINTYRE, 2000).

As subestações estão cada vez mais modernas e sofisticadas. Um exemplo disso é a norma IEC 61850, que define as bases de uma nova evolução tecnológica, permitindo o controle das variáveis dentro de uma subestação e integrando os diversos elementos a partir da comunicação digital, que possibilita a implantação de funções de automação, auxiliando na operação e manutenção (MIRANDA, 1999; CREDER; COSTA, 2018).

A referida tecnologia oferece confiabilidade na operação do sistema elétrico, porém requer precauções e recomendações no projeto, ao agregar mais componentes ao sistema, o que sem dúvida diminui o MTBF (do inglês *Mean Time Between Failures*, “Tempo Médio Entre Falhas”), que é um indicador de confiabilidade do equipamento, usado para fornecer o número de falhas num período de horas de operação e que tem por finalidade prever o tempo de operação até a ocorrência de uma falha e a necessidade de reparo (SEIXAS, 2010).

Portanto, indicadores de confiabilidade são muito importantes como critério de seleção de um determinado modelo de equipamento e de qualificação dos fornecedores, para aplicações críticas, isto é, que necessitam de operação contínua com alta confiabilidade, como é o caso dos dispositivos de controle e de segurança.

2.1.2 Cabine Primária

Conforme a NBR 5460, Subestação de Entrada de Energia (SEE), também chamada de Cabine Primária, é a subestação alimentada pela rede de distribuição de energia, ou seja, o ponto de entrega no qual a concessionária se obriga a

fornecer energia elétrica, sendo responsável, tecnicamente, pela execução dos serviços de construção, operação e manutenção (MAMEDE, 2010). Essa SEE se localiza normalmente na divisa do terreno da empresa e a via pública. Pode ser de dois tipos, simplificada ou convencional, ambas são montadas em alvenaria que poderá ser com os condutores de entrada aéreo ou subterrâneo, ou montada em conjunto blindado, que só pode ser com condutores de entrada subterrâneo (NISKIER; MACINTYRE, 2000; BARROS; GEDRA, 2009).

Uma Subestação de Entrada de Energia em alvenaria é o tipo mais comum de subestação industrial, no entanto, requer uma área construída relativamente grande. Segundo Mamede (2010), estas subestações são divididas em compartimentos denominados postos ou cabines, cada um desempenhando uma função definida.

2.1.2.1 Posto de medição primária

O posto de medição primária é destinado à localização dos equipamentos auxiliares de medição como Transformadores de corrente (TC) e Transformadores de potencial (TP), mostrados na Figura 4 e na Figura 5, respectivamente.

Figura 4 – Transformador de corrente – 15kV Figura 5 – Transformador de potencial – 15kV



Fonte: Brasformer (2015)



Fonte: Braspel (2016)

2.1.2.2 Posto de proteção primária

O posto de proteção primária é destinado à instalação de chaves seccionadoras, fusíveis e disjuntores, responsáveis pela proteção e seccionamento. A chave seccionadora tripolar de ação simultânea é mostrada na Figura 6, cujo

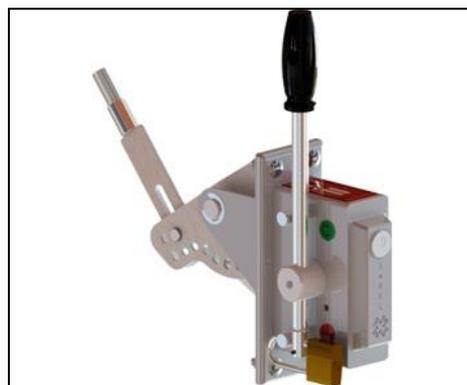
acionamento pode ser por punho de manobra, de preferência com chave Kirk e contatos NA e NF no punho, como apresentado na Figura 7 (NISKIER, MACINTYRE, 2000).

Figura 6 – Chave Seccionadora



Fonte: Schak (2018)

Figura 7 – Punho de manobra



Fonte: Senner (2016)

O disjuntor é o equipamento cuja função é interromper e restabelecer correntes nominais e de sobrecargas, como as de curto circuito, para as quais foi especificado, ou seja, esses equipamentos asseguram o comando e a proteção do sistema elétrico, mostrado na Figura 8 (ROSSI, 2011);

Figura 8 – Disjuntor de Média tensão



Fonte: Beghin (2016)

É importante salientar que um dos aspectos a serem observados nos disjuntores é o tempo de eliminação da falta e a disponibilidade de acessórios auxiliares, como motorização para carregamento de mola, contatos auxiliares para controle e comando do sistema de proteção (ROSSI, 2011).

Conectados ao disjuntor, existem os relés de proteção microprocessados, que são equipamentos de proteção primária com a finalidade de monitorar, enviar comandos e promover o controle do sistema elétrico, conforme mostrado na Figura 9. Conforme Negrisoni (2017), algumas das principais funções de proteção aplicadas ao sistema elétrico industrial, correspondente a seu número ANSI, são:

- a) proteção de subtensão função 27;
- b) proteção por desbalanço de corrente função 46;
- c) proteção térmica função 49;
- d) proteção de sobrecorrente instantânea de fase/neutro função 50/50N;
- e) proteção de sobrecorrente temporizada de fase/neutro função 51/51N;
- f) proteção de sobretensão função 59;
- g) proteção por sobrecorrente direcional 67;
- h) relé de bloqueio função 86;
- i) proteção diferencial função 87.

Figura 9 – Relé de proteção de média tensão



Fonte: Pextron (2015)

Considera-se que as aplicações de proteção de maior interesse são as funções de sobrecorrente, algum desses relés possuem também contatos com a função auto *check*, ligada ao comando que mostra se o relé está ou não operante.

2.1.2.3 Posto de transformação

O posto de transformação é destinado à instalação de transformadores de força, podendo conter ou não equipamentos de proteção individual.

Figura 10 – Transformador de média tensão



Fonte: Arquivo Pessoal

O transformador, mostrado na Figura 10, é um dos equipamentos mais importantes dentro de uma subestação, tendo a função de adequar os níveis de tensão e corrente para o usuário final (MAMEDE, 2010).

Considerando a complexidade do referido equipamento, não serão abordadas suas características construtivas. Entretanto, um transformador é definido como uma máquina elétrica estática que, através do princípio de indução eletromagnética, transfere energia elétrica de um circuito primário para um ou mais circuitos

secundários, normalmente com a mesma frequência, porém com tensões e correntes diferentes (NISKIER; MACINTYRE, 2000).

2.2 REGULAMENTAÇÃO DE SEGURANÇA EM INSTALAÇÕES E SERVIÇOS EM ELETRICIDADE

Nesta seção, pretende-se resumir os principais tópicos abordados pela NR10, bem como sua associação com normas técnicas da ABNT, aplicáveis para o objeto deste trabalho.

2.2.1 NR-10: Objetivo e aplicação

Inicialmente editada através da portaria do Ministério do Trabalho, nº 3.214, de 8/6/1978. O texto dessa Norma foi atualizado através da Portaria do Ministério do Trabalho e Emprego, nº 598, de 07/12/2004, e altera a redação anterior da Norma Regulamentadora nº 10 – MTE. NR10 (BRASIL, 2004).

Tais aspectos são definidos pelos itens 10.1 e 10.1.1. O primeiro define que a NR10 fixa as condições mínimas exigíveis para garantir a segurança dos empregados que trabalham em instalações elétricas, em suas diversas etapas, incluindo projeto, execução, operação, manutenção e, ainda, a segurança de usuários terceiros (BRASIL, 2004).

Já o segundo determina que as prescrições estabelecidas pela NR-10 abrangem todos os que trabalham em eletricidade, em qualquer fase de geração, transmissão e consumo de energia. É importante salientar que a NR-10 é complementada pelas normas técnicas NBR 5410 e NBR 14039 (PEREIRA, 2005; CREDER; COSTA, 2018).

2.2.2 Riscos Elétricos

O risco elétrico é um princípio que permeia a NR-10. É o que pode ser entendido através da definição que a própria norma emprega para “risco”: a capacidade de uma determinada grandeza com potencial ou probabilidade de afetar

a saúde e a integridade física das pessoas. Assim, o risco elétrico é a probabilidade de ocorrer danos às pessoas próximas a um sistema elétrico, quando causado por qualquer um dos fenômenos inerentes à eletricidade (QUEIROZ; SENGER, 2012; BARROS et al., 2013).

Existem diferentes riscos elétricos, mas os principais são o arco elétrico, o choque elétrico e o eletromagnetismo, sendo os dois primeiros os mais danosos aos trabalhadores (ELISEO, 2018).

Com relação ao arco elétrico, Queiroz e Senger (2012) afirmam que, além das queimaduras provocadas pela grande quantidade de energia liberada na forma de calor e temperatura, também ocorre a liberação de fumos metálicos e projeção de partículas sólidas. Esses efeitos são suficientemente graves para provocar uma lesão permanente ao trabalhador exposto ou levá-lo a óbito.

No tocante ao choque elétrico, este pode ser considerado como uma perturbação que ocorre no corpo humano quando percorrido por uma corrente elétrica e pode produzir efeitos diversos (BARROS et al., 2013). Dependendo do percurso da corrente, tensão, intensidade, frequência, bem como da compleição física da vítima, os efeitos do choque elétrico se tornam mais graves.

2.2.3 Requisitos de Segurança em Projetos

O item 2.2.3 da NR-10, referente aos requisitos de segurança em projetos, estabelece diretrizes de segurança na elaboração e execução do projeto das instalações elétricas (BRASIL, 2004). Este item da norma deve ser entendido como a introdução dos princípios da segurança durante a fase de projeto, que objetiva minimizar a necessidade de adequações na fase de execução e, posteriormente, na fase de operação e manutenção da instalação. (ELYSEO, 2006).

Assim, as novas instalações elétricas deverão ser precedidas de um planejamento, no qual sejam previstos dispositivos de segurança necessários, considerando também os procedimentos de trabalho. Segundo a proposta da norma, nas instalações devem ser aplicados dispositivos de desligamento e seccionamento

de ação simultânea a montante dos pontos de intervenção e que permitam a instalação de travamentos (BARROS et al., 2013).

A norma também prevê a obrigatoriedade de planejar e especificar o esquema de aterramento elétrico escolhido. O projeto deve ainda prever dispositivos de manobra com indicação de posições de “ligado e desligado” e as precauções relacionadas às influências ambientais (PEREIRA, 2005).

Assim, de acordo com o item 10.3.9, deve-se documentar o projeto de instalações elétricas, através de um memorial descritivo. Segundo Brasil (2004), este deve conter, no mínimo, os seguintes itens de segurança:

- a) especificação das características relativas à proteção contra choques elétricos, queimaduras, entre outros;
- b) indicação de dispositivos de manobra dos circuitos elétricos;
- c) descrição do sistema de identificação de circuitos elétricos e equipamentos, incluindo dispositivos de manobra, de controle, intertravamento etc.;
- d) recomendações de restrições e advertências quanto ao acesso de pessoas aos componentes das instalações;
- e) precauções aplicáveis em fase das influências externas;
- f) o princípio funcional dos dispositivos de proteção com as instalações elétricas.

Além de prevenir os riscos decorrentes diretamente do exercício de atividades em instalações elétricas, os projetos devem ainda considerar outros gravames potenciais à saúde do trabalhador. Nesse contexto, o item 10.3.10 determina que os referidos planos devam assegurar que as instalações proporcionem aos trabalhadores uma iluminação adequada, assim como uma posição de trabalho segura, conforme a NR-17 – Ergonomia (PEREIRA, 2005; BRASIL, 2004).

Finalmente, o projeto elétrico com base nas normas regulamentadoras vigentes de segurança do trabalho, assim como, as regulamentações técnicas oficiais, deve ser assinado por profissional legalmente habilitado (item 10.3.8) (BRASIL, 2004).

2.2.4 Requisitos de Segurança na Construção, Montagem, Operação e Manutenção

Referente às etapas de execução da construção e montagem, inclusive a operação e a manutenção dos equipamentos elétricos, a NR-10 estabelece as seguintes diretrizes (BRASIL, 2004):

- a) toda empresa que possua um sistema elétrico deve ter e manter atualizado o prontuário das instalações elétricas da mesma, composto de documentos técnicos concernentes ao seu sistema elétrico – tais como procedimentos, diagramas unifilares, documentos de inspeção etc. – e também as evidências de habilitação, qualificação e capacitação dos funcionários envolvidos com serviços em eletricidade;
- b) determinar a condição para autorização dos trabalhadores para executar atividades em eletricidade, a saber, os critérios de habilitação, qualificação e capacitação para essas atividades, bem como o conteúdo mínimo e carga horária mínimos de treinamento;
- c) determinar a distância segura do trabalhador ao equipamento energizado e a definição de zonas de "risco" e "controlada" no entorno de pontos energizados;
- d) nortear a aplicação das medidas de controle e de equipamentos de proteção coletiva e individual para os trabalhadores, bem como os passos para desenergização das instalações elétricas.

2.2.5 Responsabilidade pelas instalações elétricas

Referente à responsabilidade, a NR 10, no item 10.4.2.1, diz que todo responsável pelas instalações elétricas e os profissionais qualificados e autorizados a trabalhar em instalações elétricas devem zelar pelo cumprimento dessa norma regulamentadora (BRASIL, 2004).

O não cumprimento da NR 10 poderá caracterizar a culpa do empregador, bem como de outro responsável, nos termos da lei. No item 10.13.1 da referida norma, trata-se da solidariedade e da responsabilidade dos terceirizados,

juntamente com a empresa contratante, que tem a responsabilidade de manter os trabalhadores informados sobre os riscos a que estão expostos, instruindo-os quanto aos procedimentos e medidas de controle contra os riscos elétricos a serem adotados (BRASIL, 2004; PEREIRA, 2005).

Segundo Brasil (2004), no item 10.13.3 da norma, cabe à empresa, na ocorrência de acidentes de trabalho envolvendo instalações e serviços com eletricidade, propor e adotar medidas preventivas e corretivas para evitar esses riscos elétricos.

2.2.6 Normas técnicas aplicáveis: ABNT

Conforme mencionado anteriormente, a NR-10 está em consonância com as normas técnicas vigentes, principalmente a NBR-5410 (Instalações elétricas de BT), NBR-5460 (Terminologia) e NBR-14039 (Instalações elétricas de média tensão) (PEREIRA, 2005). Devido ao grau de abrangência da norma em questão, não se pretende, com este trabalho, dar aprofundamento a este tema, porém pontuar algumas diretrizes relacionadas, importantes para o objeto de estudo.

A NBR 5410: 2004 estabelece as condições a que devem satisfazer as instalações elétricas de baixa tensão. Esta norma aplica-se às instalações elétricas alimentadas sob tensão nominal igual ou inferior a 1 000 V em corrente alternada, com frequências inferiores a 400 Hz, ou a 1 500 V em corrente contínua. A norma também prevê que todo sistema elétrico contemple funções de proteção contra choques elétricos, proteção contra sobrecorrentes, proteção contra sobretensões, proteção contra efeitos térmicos, assim como desligamento de emergência e seccionamento do circuito (NBR, 2004).

A NBR 14039: 2003 estabelece os métodos de projeto e execução de instalações elétricas de média tensão, com tensão nominal de 1,0 kV a 36,2 kV, de modo a garantir segurança e continuidade de serviço. Sua aplicação é considerada a partir do concessionário, correspondente ao ponto de entrega definido através da legislação vigente emanada da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Nesse contexto, a norma abrange as instalações de geração, distribuição e

utilização de energia elétrica, sem prejuízo das disposições particulares relativas aos locais e condições especiais de utilização (NBR, 2003).

Segundo Rossi (2011), além desses princípios, a norma estabelece outras premissas para a garantia da segurança de pessoas, animais e bens contra os efeitos danosos resultantes da utilização das instalações elétricas, a saber:

- a) a independência da instalação elétrica, relativa a outras estruturas, não-elétricas, do prédio, como, por exemplo, rede de água e esgoto;
- b) acessibilidade dos componentes, com espaçamento adequado para fins de substituição de componentes, bem como para serviços e manutenção;
- c) condições de alimentação, ou seja, a tensão do circuito não pode ser igual ou superior à tensão nominal dos dispositivos ou componentes da instalação; e
- d) condições da instalação, isto é, que todo componente da instalação deve ser compatível com as características do local ou área a ser instalado, de modo a suportar os riscos a que possa ser submetido.

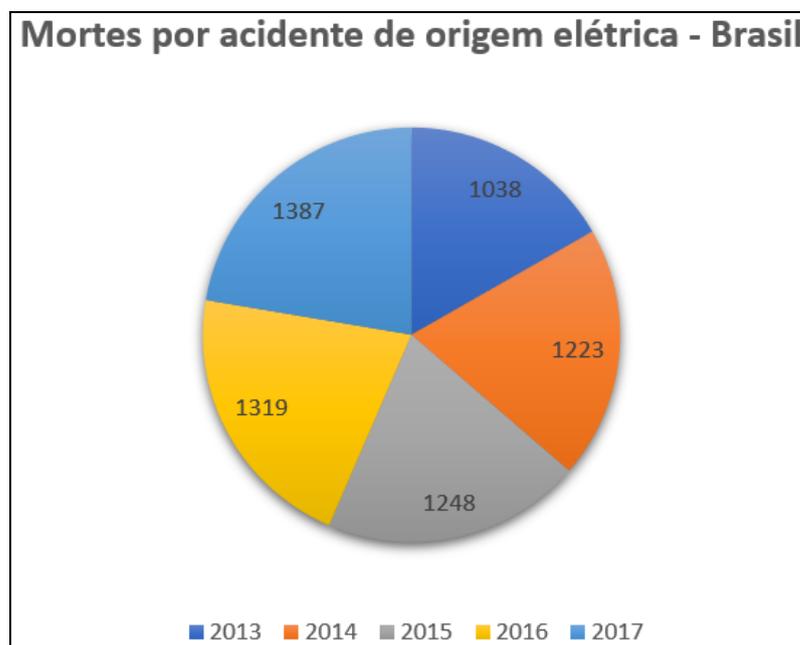
Outro aspecto importante da norma se refere à classificação das influências externas. Assim, a NR-10 conceitua que toda variável deve ser considerada nos critérios de seleção das medidas de proteção e dos componentes da instalação. Para Brasil (2004) e Rossi (2011), trata-se de condições exteriores a que os componentes podem estar sujeitos e que podem exercer alguma influência nos procedimentos de projeto e serviços em eletricidade. Conforme a classificação da NBR-5410, eles se enquadram em três categorias (NBR, 2004):

- a) condições ambientais, que dizem respeito a fatores climáticos, relevo e situação da instalação. Ex: temperatura, umidade, altitude;
- b) condições de utilização, relacionados ao local da instalação e agentes físicos. Ex: vibrações, choques mecânicos, presença de fauna e mofo; e
- c) condições relacionadas à construção onde se localiza a instalação, ou seja, as pessoas e os materiais que interagem com a instalação. Ex: competência das pessoas, natureza química dos produtos processados.

2.3 ACIDENTES ELÉTRICOS EM INSTALAÇÕES INDUSTRIAIS

Segundo a Abracopel (2018), nos últimos anos, registra-se o aumento dos números totais de acidentes de origem elétrica. O aumento de 33,6% entre 2013 e 2017 é assustador e alarmante, conforme mostrado na Figura 11. Ainda que não existe no Brasil uma estatística de acidente envolvendo arco elétrico específico do setor industrial.

Figura 11 – Relatório estatístico de mortes por acidente de origem elétrica no Brasil



Fonte: Abracopel (2018)

As Empresas Industriais estão buscando em adequar suas instalações, às normas regulamentadoras vigentes. Existe uma preocupação permanente sobre a segurança de suas instalações e procedimentos, motivada pela política de Gestão da Qualidade, Normas ISO e Auditorias do ministério de trabalhos, mas especialmente devido à necessidade de aumento na confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, que objetivam minimizar o tempo de indisponibilidade das subestações e seus equipamentos, causando mudanças quanto aos projetos, operação e gerenciamento das instalações elétricas (CARVALHO FILHO, 2011).

2.3.1 Riscos típicos em Sistemas Elétricos e sua prevenção

Características como a invisibilidade e a ausência de cheiro da eletricidade expõem o trabalhador a alguns riscos, como campo eletromagnético, arco elétrico etc., caso não se adote medidas preventivas ao desenvolver suas atividades (BARROS et al., 2013).

Portanto, atividades desenvolvidas em alta tensão são acompanhadas de uma condição de risco acentuada se comparadas às desenvolvidas em baixa tensão, implicando a necessidade de prevenir e ou controlar esses riscos. Alguns desses riscos são abordados no treinamento de NR-10, definido pelo MTE, entretanto, esses conceitos básicos dos riscos elétricos também são abordados no treinamento de SEP (BASIL, 2004; PEREIRA, 2005).

Assim, segundo Brasil (2004), alguns dos riscos típicos dos SEP são:

- a) proximidade e contatos com partes energizadas;
- b) indução;
- c) descarga atmosférica;
- d) estática;
- e) campo elétrico e magnético;
- f) comunicação, identificação e sinalização;
- g) trabalho em altura, máquina e equipamentos especiais.

A NR-10 apresenta grandes avanços e inovadoras melhorias, que contribuirão para o trabalho seguro envolvendo as mais diversas atividades e ambientes de trabalho, que incluem a construção civil, as atividades comerciais, as industriais, rurais, serviços ou até mesmo as atividades domésticas, nas quais o trabalhador tiver envolvimento direto ou indireto em instalações ou serviços com a energia elétrica (BARROS et al., 2013).

Com relação à análise de risco, a NR-10 estabelece que as intervenções em instalações elétricas – ou seja, as ações que implicam em interferência física nas instalações elétricas, representadas pelas tarefas de trabalho necessárias ao desenvolvimento dos serviços e as medidas de controle adotadas – sejam

precedidas da aplicação de técnicas de análise de risco (BRASIL, 2004; BARROS et al., 2013).

Segundo Barros et al. (2013), a análise de riscos dos trabalhos em subestação deve começar antes de se entrar no local, deve ser feita uma verificação geral, com o propósito de identificar a existência de uma situação que possa colocar o trabalhador em perigo. Entretanto, não é possível realizar a análise de risco do lado de fora, para realizar uma boa análise deve-se fazer uma detalhada inspeção visual de todo o ambiente.

Dentro da subestação, é importante a verificação das condições operativas e do estado de conservação dos disjuntores e das chaves seccionadoras, que são os principais dispositivos de manobra. A análise de risco também deve contemplar a conservação e o alerta dos profissionais ligados às atividades de que alguns equipamentos podem ser acionados manual e/ou automaticamente, provocando ruídos, como, por exemplo, a operação de disjuntores (FISCHER; GUIMARÃES, 2005).

Por outro lado, devem ser observadas também as condições dos isoladores, cabos, para-raios e demais equipamentos energizados. Durante a análise preventiva, devem ser considerados outros riscos adicionais típicos de subestações, por exemplo, presença de óleo no chão – que pode ocasionar quedas –, existência de animais dentro dos limites da subestação, infiltração de água que possa causar redução das condições de isolamento dos equipamentos etc. (QUEIROZ; SENGER, 2018).

A análise de risco deve ser realizada e documentada antes do início da tarefa e, de preferência, elaborada pelo líder do grupo. O documento com o registro da análise de risco e com a ciência e a respectiva assinatura de todos os profissionais envolvidos deve permanecer na subestação durante a realização da atividade. Todos os profissionais ligados à atividade devem ter acesso ao documento da análise de risco para esclarecer eventuais dúvidas (ROSSI, 2011; BARBOSA; PEREIRA, 2009).

Profissionais que trabalham em subestação estão expostos a sofrerem choque elétrico ou ficarem expostos aos efeitos do arco elétrico. Outro risco típico envolve a abertura de chaves seccionadoras sob carga, que pode ocasionar a abertura de um arco elétrico cuja intensidade é proporcional à proximidade dos profissionais. A situação pode ser evitada, com o desligamento de disjuntores existentes e depois as chaves seccionadoras. Após o desligamento do disjuntor, deve ser feita uma verificação para se certificar de que a abertura foi efetivamente realizada nas três fases.

Portanto, a realização da análise de risco requer especial atenção das medidas e técnicas mais apropriadas para prevenção de acidentes a serem aplicadas. É importante avaliar todas as etapas e atividades a se desenvolver, segregando a sequência de operações que o trabalhador executa: identificar os riscos potenciais; identificar e corrigir problemas operacionais; e implementar de forma adequada a execução de cada etapa do trabalho com segurança (PEREIRA, 2009; USP, 2018a).

2.4 PROCESSO DE GESTÃO DE RISCOS NA SEGURANÇA DO TRABALHO

Segundo Moraes (2010), a norma ABNT NBR ISO 31000:2009 veio formalizar a ordem e os nomes das diversas etapas que compõem o processo de gerenciamento de riscos. O processo de gestão, como parte do gerenciamento global de uma organização, deve ser incorporado à cultura e a todas as práticas do sistema, adaptado aos negócios e ao contexto (NBR, 2009). A metodologia está apresentada na Figura 12, com a disposição proposta pela antiga norma AS/NZS 4310 e que foi aproveitada na totalidade pelo comitê redator da norma (USP, 2018b).

Figura 12 - O processo de gestão de riscos conforme a norma ISO 31000



Fonte: Adaptado de USP (2018b)

O processo de gestão de riscos tem um eixo central, cujo núcleo forma a denominada análise ou avaliação de riscos (MORAIS, 2010). Aqui, ele vem representado também como um subprocesso, o processo de avaliação de riscos (*risk assessment*), composto pelas etapas de identificação de riscos, análise de riscos e avaliação de riscos. Entretanto, ele é antecedido pela essencial fase de estabelecimento dos contextos e sucedido pelo tratamento de riscos (ABNT, 2012).

2.4.1 Estabelecimento do Contexto

O estabelecimento do contexto (*establish the context*) se refere ao entendimento do contexto externo, para assegurar que os objetivos da organização sejam considerados no desenvolvimento dos critérios de avaliação de risco, isto é, o grau em que se irá tolerar ou tratar um risco avaliado (ABNT, 2012).

O contexto externo é baseado no contexto de toda a organização, com atenção especial aos requisitos legais e regulamentares; já o contexto interno deve estar alinhado à cultura, à estrutura, aos objetivos e à estratégia da organização. Na prática, inicia-se por uma reunião de equipe em que se discute os objetivos específicos e as particularidades do sistema que se irá avaliar, levanta-se as informações e se analisa o fluxograma do processo em estudo (USP, 2018b).

2.4.2 Identificação de Risco

Na fase de identificação de riscos (*Risk Identification*), são identificados cada item em análise, os riscos, suas fontes, os eventos, as causas e as consequências potenciais. Ao final da identificação, o bom trabalho produz uma lista ampla e detalhada de riscos, que recebe diferentes denominações conforme a área ou a ferramenta (lista, registro, planilha, cadastro, inventário, mapa de riscos ou outras denominações).

2.4.3 Análise de Riscos

A análise de riscos (*Risk Analysis*) se refere à compreensão dos riscos em termos de causas, consequências ou efeitos, probabilidades (relacionadas às causas), gravidades (também chamadas de severidades). A análise das probabilidades e consequências deve levar em conta os controles existentes atualmente, sua eficácia e suas falhas. A análise pode ser qualitativa, semiquantitativa ou quantitativa. Na análise de riscos, procura-se responder às seguintes questões:

- a) o que pode acontecer de errado?
- b) quais as chances disso ocorrer?
- c) quais as consequências e sua gravidade?

2.4.4 Avaliação de Riscos

A avaliação de riscos (*Risk Evaluation*) tem como objetivo auxiliar o gestor na tomada de decisão, fornecendo um indicativo à equipe, conforme o critério previamente escolhido. Também permite priorizar os tratamentos que precisarão ser implementados. A avaliação consiste na comparação de um valor padrão em relação a um critério (por exemplo, um valor limite para aceitar ou rejeitar um risco na forma como se apresenta).

2.4.5 Tratamento de Riscos

O tratamento de riscos (*risk treatment*) envolve a seleção das opções para modificar os riscos, a análise e avaliação das opções, a preparação e implementação dos planos de tratamento. Como resultado, pode-se ter novos controles a implementar ou a modificação dos controles existentes.

Segundo USP (2018b), no tratamento de riscos, procura-se responder às seguintes questões:

- a) o que pode ser feito?
- b) quais as alternativas disponíveis e quais os benefícios em termos de custo?
- c) quais são os impactos das atuais decisões gerenciais sobre opções futuras?

Dentre as opções de tratamento, tem-se:

- a) evitar o risco – não iniciar ou descontinuar a atividade que origina o risco;
- b) tomada do risco – tirar proveito da oportunidade (no caso de riscos positivos);
- c) remoção da fonte do risco;
- d) alteração da probabilidade (através de controles preventivos);
- e) alteração das consequências (através de controles protetivos, proteções, barreiras);
- f) compartilhamento do risco com outra(s) parte(s) – contratos, seguros e financiamento de riscos;
- g) retenção do risco por decisão consciente e embasada.

Essa última questão é a mais crítica para qualquer tomada de decisão. Isso é verdadeiro porque, a menos que os impactos positivos e negativos de decisões atuais sobre opções futuras tenham sido avaliados – na medida do possível –, essas decisões não podem ser consideradas como “ótimas” (BARBOSA; PEREIRA, 2009). Ou seja, a avaliação e o tratamento de riscos são essencialmente uma síntese de esforços empíricos, normativos, quantitativos, qualitativos, objetivos e subjetivos.

2.4.6 Monitoramento e Análise Crítica

A fase de monitoramento e análise crítica (Monitoring and Review) consiste no acompanhamento contínuo da situação, visando perceber mudanças nos contextos, identificar novos riscos emergentes, acompanhar alterações nos níveis de probabilidades e consequências, garantir controles eficazes; ou seja, acompanhar todas as etapas do processo de gerenciamento de riscos e de implementação dos planos de tratamento e de melhoria. Os resultados do monitoramento e da análise crítica devem ser reportados à alta administração.

2.4.7 Comunicação e Consulta

Esta fase deve ocorrer em todas as etapas do processo, desde o estabelecimento do contexto, passando pela avaliação e chegando ao envolvimento, com a definição e implementação dos tratamentos. É recomendável a elaboração de um plano de comunicação que relacione as partes a serem envolvidas e estabeleça os meios, os responsáveis e a periodicidade da comunicação (USP, 2018b).

O propósito específico do processo de gerenciamento de riscos é eliminar as falhas ou reduzir probabilidades de falhas – que possam levar a acidentes e danos potenciais –, bem como diminuir suas consequências, nas fases de projeto, construção e montagem, partida e operação de um sistema (MORAIS, 2010).

Não obstante a “segurança” ter sido definida tradicionalmente como sendo uma situação livre de condições que possam causar mortes, doenças e danos ou perda de equipamentos, reconhece-se que essa definição é, de alguma maneira, irreal. Ela indicaria que sistemas contendo algum grau de risco seriam considerados inseguros (BARBOSA; PEREIRA, 2009).

Portanto, a Engenharia de Segurança e de Saúde no Trabalho procura se concentrar principalmente em assegurar um padrão mínimo de segurança e saúde. Tal objetivo, normalmente, é alcançado através do uso de normas de conduta que formam as bases da maioria dos programas de segurança e saúde atualmente

instalados nos setores privados e públicos. Entretanto, a maioria desses regulamentos e padrões reflete, somente, uma necessidade mínima de segurança.

2.5 TÉCNICAS DE ANÁLISE DE RISCO

É importante afirmar que as técnicas para análise geral permitem avaliar os riscos de modo amplo, olhando para diversos aspectos simultaneamente, e são importantes auxílios para o processo de melhoria contínua. Funcionam como um filtro, separando os riscos mais críticos dos mais brandos, por meio de um processo de priorização. No entanto, as ferramentas para análise específica são usadas para uma avaliação de risco mais pontual, partindo de uma condição perigosa ou de um evento indesejado mais crítico. Nesse contexto, USP (2018b) afirma que uma boa prática é fazer o uso combinado de ferramentas, isto é, iniciar com uma ferramenta para análise genérica e, em seguida, com os riscos priorizados, aplicar uma ferramenta para análise específica, para detalhar os riscos mais críticos, inclusive considerando as medidas de controle já implantadas.

Dentro as ferramentas para análise do risco, pode-se destacar as seguintes:

- a) WRAC;
- b) FMEA;
- c) HAZOP;
- d) FTA;
- e) ETA;
- f) BTA;
- g) SLAM.

2.5.1 Análise de modos de falha e efeitos (FMEA)

Uma das técnicas mais utilizadas atualmente em qualidade e em segurança é a FMEA, devido a sua capacidade para determinar a confiabilidade de um sistema. A técnica permite avaliar um sistema e identificar possíveis falhas dos componentes desse sistema, bem como prever os efeitos dessas falhas e os efeitos sobre os outros componentes do sistema (USP, 2018b; BARBOSA; PEREIRA, 2009).

A aplicação dessa técnica é recomendada na fase de implementação do ciclo de vida do sistema.

Os principais objetivos da FMEA são:

- a) identificar falhas;
- b) hierarquizar falhas;
- c) identificar as FMC (Falhas de Modo Comum);
- d) avaliar adequações e corrigir as proteções existentes;
- e) identificar cenários passíveis de AAF;
- f) reunir informações organizadas (documentação).

Os tipos de FMEA são:

- a) FMEA detalhada ou hardware: esse tipo de FMEA avalia falha nos componentes, em seus acoplamentos dentro de um subsistema. A abordagem usada é do tipo indutiva (do específico para o geral) reconhece os modos de falha dos elementos e examina seus efeitos sobre o sistema inteiro. Foca nos componentes individuais e as montagens em que participa, não nos subsistemas. Esse é o tipo mais comum de FMEA;
- b) FMEA funcional: avalia as falhas em um ou vários subsistemas que operam no interior de um sistema maior. Aqui, a abordagem usada é do tipo dedutiva (do geral para o específico): a partir das falhas nos subsistemas, focaliza os modos que possam causá-las. Objetiva os subsistemas, procurando identificar os efeitos. Examina os efeitos das falhas sobre os outros subsistemas.

As diferenças entre esses dois tipos se dão quanto ao objetivo, a abordagem e os itens sendo analisados.

2.5.2 Confiabilidade

As condições de operação previamente definidas, dentro de um determinado período de tempo, denominam-se Confiabilidade (R), que é a probabilidade de um sistema ou de um elemento de um sistema (como um equipamento) desempenhar

satisfatoriamente suas funções. Diz-se que ela é o Controle de Qualidade estendido no Tempo (SEIXAS, 2010).

O complemento de R é a Não-Confiabilidade (Q), a probabilidade de falha até uma data t.

$$Q = 1 - R$$

Assim, se a probabilidade de falha de um sistema é de 1% (0,01), sua confiabilidade é 99% (0,99). Ou seja, nessas condições de operação, ao final do período, falha 1 em cada 100 unidades (peças, elementos ou componentes).

A Taxa de Falha (λ) é a medida da probabilidade de falha por unidade de tempo. Por exemplo, a taxa de falhas de determinado componente é de 1 a cada 1000 horas de uso.

Em termos amplos, confiabilidade de um equipamento de sistema é a qualidade que exprime a estatística de suas falhas. A teoria da confiabilidade é o corpo de conhecimentos que permite prever ou aumentar a probabilidade de vida útil dos equipamentos e sistemas; também permite aperfeiçoar meios e rotinas de manutenção (TAVARES, 1999).

Portanto, os cálculos de confiabilidade para um determinado dispositivo ou sistema vão requerer, além da teoria estatística, o conhecimento das taxas de falhas dos seus componentes, que podem ser classificadas em função de seus efeitos (causa, origem) (SEIXAS, 2010).

A Formulação da Confiabilidade R(t) está dada por:

$$R(t) = n_s(t) / n_0$$

$$\lambda(t) = f(t) / R(t)$$

Sendo:

- a) n_0 : número total de peças;
- b) n_s : número de peças que sobreviveram;
- c) n_0 : número de peças que falharam;
- d) $\lambda(t)$: taxa de falha;
- e) $f(t)$: função densidade de probabilidade = $-dR(t) / dt$

Considerando uma taxa de falha constante, então podemos dizer que a taxa de falha é:

$$R(t) = e^{-\lambda t}$$

Assim, por aproximação, pode-se adotar que:

$$\lambda = \text{n}^\circ \text{ de equipamentos que falharam} / \text{n}^\circ \text{ total de equipamentos}$$

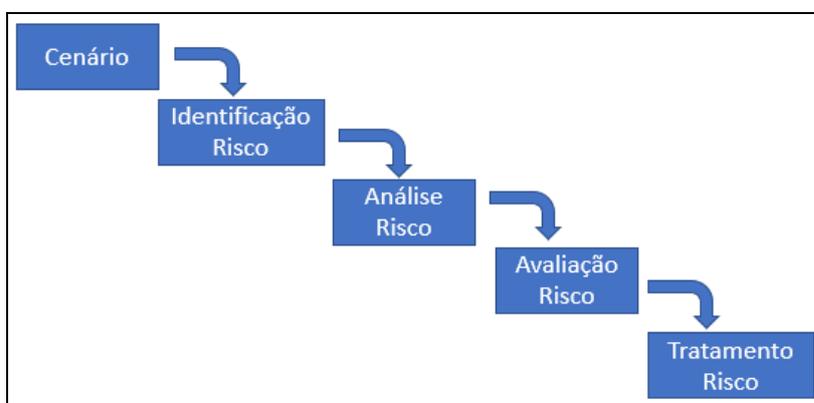
Com relação ao Tempo Médio Entre Falhas (TMEF ou MTBF – *Mean Time Between Failures* – ou T ou $1/\lambda$): pode ser considerado como o período de tempo até que ocorra uma (nova) falha, ou seja, o inverso da Taxa de Falha.

3 MATERIAIS E MÉTODOS

Neste capítulo do trabalho, apresenta-se o método para tratamento de riscos utilizado na subestação de entrada de energia da empresa objeto de estudo. O processo de gestão dos riscos será abordado conforme a ISO 31000 – na qual os riscos são tratados de acordo com a severidade e a frequência com que a falha é presumível de ocorrer – e especialmente alinhado com a norma NR-10.

Com a aplicação do método de processo de gestão dos riscos (identificação, análise, avaliação, tratamento dos riscos), apresentado na Figura 13, espera-se coletar ferramentas e informações que permitam administrar a segurança nas subestações e suas respectivas atividades, tais como: o entendimento detalhado da instalação e de seus riscos; avaliação dos prováveis danos às instalações, aos trabalhadores e ao meio ambiente; subsídios para a execução, a redução e a administração dos riscos existentes na instalação.

Figura 13 – Método do processo de gestão dos riscos



Fonte: Adaptado de (USP, 2018b)

3.1 CAMPO DE ESTUDO

O trabalho foi desenvolvido junto a uma empresa industrial de eletroeletrônicos no distrito industrial em Manaus – AM (Figuras 14 e 15). A fábrica que iniciou suas atividades no PIM em 1972, em uma área com 45 mil metros quadrados, atualmente possui aproximadamente 1700 funcionários diretos, trabalhando em três turnos. A referida empresa foi, por muitos anos, líder no segmento de eletroeletrônicos, lâmpadas, aparelhos de raio-x e sistemas de

monitoramento de pacientes, atuando também nos setores de telecomunicações e informática.

Figura 14 – Empresa Industrial (PIM) - fachada



Fonte: Arquivo Pessoal

Figura 15 – Empresa Industrial (PIM) - produção



Fonte: Arquivo Pessoal

A ideia, nessa primeira etapa, é entender o contexto de aplicação externo para assegurar os objetivos da organização.

3.1.1 Escopo da Subestação de Entrada e Energia

A subestação (Cabine Primária) objeto de estudo, mostrada na Figura 16, possui entrada de energia em 13,8 kV / 2700 KVA, em sistema trifásico da

concessionária e alimenta a Cabine de Medição e Proteção “M”, a partir de onde são distribuídas as alimentações para as subestações da fábrica, através de cabos subterrâneos.

Figura 16 – Cabine Primária



Fonte: Arquivo Pessoal

Trata-se de uma SEE, do tipo abrigada, construída com paredes em alvenaria e cobertura com telhas metálicas, com pé direito de 3 metros e aberturas laterais na parte superior das paredes para permitir ventilação natural. A Cabine de Medição e Proteção propriamente dita é construída em chapas de aço, revestida com pintura eletrostática na cor cinza à prova de tempo, posicionada ao nível do solo, com as seguintes dimensões: largura 1,55 m, comprimento 6,40 m, altura 2,40 m.

A SEE possui os equipamentos e barramentos em cubículos fechados, contendo um sistema de medição, alojado no interior do cubículo MT, com acesso restrito através de lacre. Este cubículo recebe a energia do Poste de Entrada, com muflas secas, classe 15 kV, seccionador entrada tipo 660BPS, N/S 67291, 15 kV, 800 A, fabricação INEBRASA e para-raios do tipo válvula, com disparador

automático de terra. Aqui, realiza-se a medição e distribui-se para as outras subestações da fábrica.

O cubículo de MT (Figura 17) de proteção do circuito geral é composto por:

- a) um disjuntor tripolar com volume reduzido de óleo, extraível, 11.5/15 kV, 800 A, tipo HPW 306 ES, 25.2/19.3 kA, fabricante Sprecher + Schuh;
- b) relé eletromagnético primário de ação direta, tipo MU1, In 100 A, fabricante Sprecher + Schuh (um por fase);
- c) Uma seccionadora tripolar sob carga, 15 kV, com ação simultânea nas três fases;
- d) Dois transformadores de potencial classe 15 kV, tipo SM 12, Vmax. 15 kV, Primário 13.8 kV/115 V, relação 120:1, potência 500 VA, N/S 69748 e 67700 e fusíveis associados (sem identificação).

Figura 17 – Cubículo MT, fusíveis, para-raios e muflas



Fonte: Arquivo Pessoal

Os cabos classe 15 kV (média tensão) de entrada e distribuição para as subestações possuem terminações apropriadas (muflas classe 15kV) em suas extremidades e devidamente aterradas.

O acesso ao abrigo da cabine, feito por porta dupla, com sentido de abertura para o lado externo, é restrito, permanecendo fechado, com as chaves sob controle do Serviço de Engenharia e manutenção. O acesso aos cubículos da cabine de Medição M é feito através de cinco portas, uma para cada cubículo, dotadas de fechadura simples, sem chaves.

A proteção contra descargas atmosféricas conduzidas é feita através de para-raios de linha 12 kV, existentes no poste da concessionária e na entrada e saída dos cabos nos cubículos de medição MT-M e nos cubículos de alimentação das subestações. Todos os componentes metálicos, portas e partes metálicas dos equipamentos e cubículos encontram-se devidamente aterrados.

Conforme visto até aqui, a SEE da empresa abriga uma variedade de equipamentos, como disjuntores, chaves seccionadoras, transformadores, para-raios, sistema de medição, sistemas de proteção e controle etc.

Dadas as características desses dispositivos, insere-se riscos potenciais de incêndios, explosões, choque elétrico, entre outros, devido a estarem em permanente atividade. Ainda, o risco pode ser potencializado a partir de operações incorretas, aquecimentos por sobrecarga, choques físicos, falha nas conexões, ou perda de isolamento etc. Por outro lado, a situação de risco também pode ser agravada devido ao número de dispositivos em operação e à necessidade de ações humanas sobre esses dispositivos, elevando, significativamente, a probabilidade de ocorrência de falhas.

3.2 IDENTIFICAÇÃO DOS RISCOS

Para o desenvolvimento dos trabalhos, foi formada uma equipe multidisciplinar que contou com a participação de especialistas de diversas áreas, como Manutenção Predial, Segurança do Trabalho e Controle Patrimonial, de modo a garantir que a análise seja a mais exaustiva possível.

Inicialmente, foi realizado o levantamento das informações a partir do conhecimento a priori dos funcionários mais experientes envolvidos nas atividades de manutenção e segurança do trabalho. Também, foram analisados diagramas unifilares, *layout* das subestações, procedimentos de operação da cabine primária (Anexo 1), sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA), sistemas de combate a incêndio, instalações civis e serviços auxiliares.

O processo para levantamento dos riscos foi realizado em duas etapas: uma primeira avaliação individual dos envolvidos e uma segunda etapa para a avaliação coletiva dos membros da equipe. Foi utilizada a ferramenta *CheckList*, baseada em um modelo de relatório de inspeção de instalações elétricas disponibilizado pela empresa Schneider Electric e adequado à realidade da empresa, conforme Anexo 2.

A seguinte etapa foi analisar as taxas de falhas nos equipamentos da subestação, conforme o Quadro 1, que mostra o resultado da análise de desempenho dos equipamentos de cabine primária. A informação foi coletada a partir dos relatórios fornecidos pela equipe da manutenção. Os resultados obtidos foram comparados com o histórico da taxa de falha do ano anterior para os equipamentos considerados mais importantes.

3.3 ANÁLISE DE RISCOS

O objetivo principal nesta etapa de análise de riscos é a redução do Risco. Aqui, detalha-se os riscos identificados na etapa anterior, ou seja, aprofunda-se na informação colhida, pois, à medida que maior seja o conhecimento da situação, maior será a probabilidade de obtenção de resultados confiáveis.

Nesta fase, também, realiza-se a escolha da técnica para aplicação do método. A ideia é utilizar uma técnica adaptável às circunstâncias e aos resultados esperados.

Nesse caso, utiliza-se a técnica de Análise dos Modos e Efeitos de Falhas (FMEA) – Quadro 2 –, que permitirá obter uma visão geral do sistema elétrico da subestação de entrada de energia da empresa, visando estabelecer um plano de ações para prevenção e/ou mitigação do risco.

A técnica FMEA foi escolhida devido a ser uma técnica amplamente utilizada por diversos setores, como a indústria aeronáutica, automobilística, mineração, entre outras. Além disso, verificou-se a ausência de dados quantitativos dos itens a serem analisados, que são exigidos por outros métodos de análise de risco.

3.4 AVALIAÇÃO DOS RISCOS

Esta fase objetiva é auxiliar na tomada de decisão, mediante quantificação do evento gerador de possíveis acidentes e comparação com um valor padrão preestabelecido. A avaliação dos riscos não é uma tarefa fácil, pois se trata de uma questão na qual a percepção assume destaque na avaliação, ou seja, sempre existirão pontos de vista diferentes sobre determinado nível de risco. No entanto, é complicado entender a combinação de situações, ou seja, como a operação de equipamentos, o estado das instalações e equipamentos pode levar a eventos não desejáveis. Isto requer treinamento e experiência para se observar condições inseguras (USP, 2018b).

Para a formulação da matriz de risco, adotou-se uma pontuação para a severidade e outra para frequência. Assim, a severidade foi graduada, relacionada aos efeitos potenciais da falha, ou seja, avaliou-se a “severidade dos efeitos”. Da mesma forma, foi graduada a ocorrência, relacionando a frequência em que as causas ocorrem e são observadas pela equipe de avaliação.

O Quadro 3 apresenta a escala de graduações empregadas, e considera os seguintes níveis:

Quadro 1 – Severidade do risco

Severidade (S)		
Classificação	Nível de severidade	Descrição
1	Insignificante	Sem influência no funcionamento /Tem influência nos custos de manutenção e reparo
2	Pouco significativa	Não há impacto material /Afeta alguns subsistemas (não críticos)
3	Significativa	Interrupção nas operações /Perda da qualidade de serviço ou produto
4	Crítico	Perda da capacidade produtiva, qualidade do produto / Possibilidade de ferimentos severos
5	Catastrófico	Perda da produção > a 50% / Acidentes com lesões fatais

Fonte: Adaptado de USP (2018b)

Portanto, à medida que o grau na escala do índice de severidade for maior, mais grave é o impacto do efeito da falha. Assim, na avaliação da severidade dos modos de falha, a Subestação objeto de estudo foi classificada na escala de 1 (um) a 5 (cinco), conforme apresentada na Quadro 3. Na escala, o número 5 corresponde

a “nível de severidade catastrófico”, sendo o caso mais grave e correspondente a uma falha que afeta a Empresa como um todo.

Com relação à avaliação da ocorrência de falha na subestação, utilizou-se como referência a planilha de análise de desempenho dos equipamentos de cabine primária, relatórios fornecidos pela equipe da manutenção.

Quadro 2 – Ocorrência do risco

Ocorrência (O)		
Classificação	Frequência	Descrição
1	Improvável	Superior a 10 anos
2	Remota	De 5 em 5 anos
3	Ocasional	Todos os anos
4	Provável	De 6 em 6 meses
5	Frequente	Todos os meses

Fonte: Adaptado de USP (2018b)

Assim, à medida que o grau na escala do índice de ocorrência for maior, representa um evento frequente e, se o nível de ocorrência for mais baixo, corresponde a uma falha com frequência improvável, como se pode observar no Quadro 4. A escala de classificação proposta para qualificar o índice de ocorrência é de 1 (um) a 5 (cinco).

No Quadro 3, mostra-se a matriz de risco, categorizada em quatro regiões: uma região negligenciável (verde), duas regiões ALARP (*As Low As Reasonably Practicable*) (amarelo, em casos de pouca gravidade, e laranja, para situações graves) e uma região de risco considerada como intolerável (vermelho).

Toda vez que o risco é negligenciável, o processo de redução de risco não é necessário, pois este é considerado aceitável. Se o risco estiver na região ALARP, isso significa que é possível a convivência com o risco, em função dos benefícios associados ou, eventualmente, da impossibilidade de reduzi-lo, então ele pode ser considerado como risco tolerável.

Quadro 3 – Matriz de risco

Matriz de Risco					
Frequência / Ocorrência	Severidade				
	1: Insignificante	2: Pouco significativa	3: Significativa	4: Crítica	5: Catastrófica
5: Frequente	Tolerável	Indesejável	Intolerável	Intolerável	Intolerável
4: Provável	Tolerável	Indesejável	Indesejável	Intolerável	Intolerável
3: Ocasional	Tolerável	Tolerável	Indesejável	Indesejável	Intolerável
2: Remota	Negligenciável	Tolerável	Tolerável	Indesejável	Indesejável
1: Improvável	Negligenciável	Negligenciável	Tolerável	Tolerável	Tolerável

Fonte: Adaptado de USP (2018b)

No caso de o risco ter sido considerado como tolerável, isso significa que o risco é ainda aceitável, porém com potencial de melhoria e risco. Se o risco foi considerado indesejável, então devem ser adotadas medidas adicionais ainda não obrigatórias, consideradas como recomendações.

Quando a falha estiver com uma classificação de severidade e ocorrência elevada no nível superior da Matriz de Risco, significa que estamos na zona de risco intolerável, sendo obrigatório tomar medidas de segurança adicionais.

Portanto, o produto entre os índices de severidade e ocorrência dará como resultado o Nível de Prioridade do Risco (NPR). Assim, com essa classificação, do risco de forma quantitativa na matriz de risco, possibilita-se a pontuação do risco. No Quadro 6, apresenta-se a classificação utilizada para a priorização do risco.

Quadro 4 – Prioridade do Risco

Nível de Prioridade do Risco (NPR)	
Nível de Risco	Descrição
Negligenciável $1 \leq \text{NPR} \leq 2$	Risco aceitável
Tolerável $3 \leq \text{NPR} \leq 6$	Risco aceitável, mas que pode ser sujeito a melhorias
Indesejável $8 \leq \text{NPR} \leq 12$	Risco inaceitável – é conveniente tomar medidas de segurança
Intolerável $15 \leq \text{NPR} \leq 25$	Risco absolutamente inaceitável – obrigatório tomar medidas de segurança adicionais

Fonte: Adaptado de USP (2018b)

O Nível de Prioridade do Risco é obtido a partir da multiplicação das pontuações de severidade e ocorrência. Assim, o preenchimento da planilha é realizado gradual e logicamente. Estabeleceu-se um limite de tolerabilidade do risco, por exemplo, $\text{NPR} \geq 15$.

3.5 TRATAMENTO DOS RISCOS

Nesta fase, realiza-se o tratamento dos riscos, isto é, a tomada de decisão quanto ao que pode ser feito para a eliminação, redução, retenção ou transferência dos riscos, detectados nas etapas anteriores. Aqui, será escolhida a opção mais adequada para modificar o risco, que possibilite a implementação de planos de ação, a implementação de novos controles ou a modificação dos controles existentes.

É importante salientar que as ações voltadas para reduzir ou eliminar o nível de prioridade do risco normalmente envolvem melhorias nas instalações e/ou equipamentos, manutenção e treinamentos, que devem ser encaradas como investimento e não como despesa, considerando os benefícios futuros atrelados a essas ações.

A determinação do NPR é muito importante, pois permitirá conhecer o potencial de falha dos componentes da subestação de entrada de energia, assim como avaliar sua repercussão no sistema elétrico da empresa. Os componentes ou dispositivos que apresentarem maior índice de risco terão um plano de ação específico para o tratamento do risco.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Através do método aqui descrito, aplicado na cabine primária da empresa em questão, foram realizados os mapeamentos de riscos e estabelecidos os planos de ação referentes aos componentes da Subestação de Entrada de energia, que possibilitou sinalizar à alta direção a necessidade de substituição do equipamento Disjuntor de média tensão. O retorno do investimento com a adequação do referido equipamento foi evidenciado com a redução da quantidade de falhas, mostrada nos relatórios de produção. Também se verificou aumento na produtividade e ganhos financeiros, devido ao menor tempo (*Down time*) de manutenção, como consequência de falta de fornecimento de energia.

O resultado deste trabalho é composto por um conjunto de documentos, formado por:

a) Procedimentos de operação da Cabine primária (Anexo 1).

Este documento visa analisar, as atividades de operação (manobras), manutenção preditiva e corretiva dos equipamentos da SEE, e objetiva diagnosticar por meios de ensaios os aspectos elétricos e mecânicos de acordo com as normas técnicas e de segurança e saúde no trabalho e a preservação do meio ambiente.

b) Diagrama Unifilar da Cabine Primária (Anexo 3).

Trata-se de um documento técnico especializado, foi elaborado por um Engenheiro Eletricista habilitado, atendendo ao estabelecido no item 10.8 NR-10, neste documento estão representados de forma simplificada o sistema elétrico da empresa, as características elétricas (tensão, corrente nominal, potência etc.) dos equipamentos da subestação.

c) CheckList (Anexo 2);

Este documento é composto por um conjunto de itens e tarefas a serem seguidas cujo objetivo foi nortear o processo de identificação dos perigos, através de perguntas formuladas a partir dos itens da legislação. Para responder às perguntas, foi necessário verificar a situação das instalações elétricas e procedimentos de trabalho, facilitando e direcionando o trabalho a ser executado.

d) Planilha com a análise de desempenho dos equipamentos da Subestação (Quadro 5).

Neste quadro mostra-se o resultado da análise de desempenho dos equipamentos de cabine primária.

Quadro 5 – Análise de desempenho dos equipamentos da Subestação

Análise de Equipamentos Cabine Primária					
Tipo	Equipamento	Quantidade de Equipamentos	Nº de falhas	Taxa de falha atual	Taxa de falha anterior
CS	Chave Seccionadora	1	1	1%	0%
CM	Conjunto de Medição	1	0	0%	0%
DI	Disjuntor	1	18	18%	13%
PR	Para-raios	3	5	1,6%	2%
PM	Punho de manobra	1	0	0%	0%
RP	Relé de proteção microprocessado	1	0	0%	0%
SF	Chave Seccionadora c/ fusível	2	6	3%	2%
TC	Transformador de corrente	3	2	0,7%	0%
TF	Transformador de Força	1	0	0%	0%
TP	Transformador de Potencial	3	1	0%	0,3%

Fonte: Arquivo Pessoal

Analisando o Quadro 5, observa-se que o disjuntor de média tensão apresenta uma taxa de falha de 18% e está em destaque de forma preocupante, pois a taxa de falha é muito maior quando comparado com os outros equipamentos. Conseqüentemente, apresentou o pior desempenho dentro dos equipamentos analisados. Portanto, tal resultado fez com que a análise se concentrasse nesse equipamento, no intuito de melhorar seus níveis de desempenho.

e) Planilha de Análise de modos de falha e efeitos (FMEA) (Quadro 6). com o mapeamento de todos os riscos da Subestação, a FMEA permitiu obter uma visão geral do sistema elétrico da subestação de entrada de energia da empresa, visando estabelecer um plano de ações para prevenção e/ou mitigação do risco.

Quadro 6 – FMEA

Componente	Função	Modos(s) de Falha	Causas	Efeitos	S	O	NP R	Observações
Chave seccionadora	Realizar manobras de circuito elétrico sem carga	Sobrecorrente	-Acionamento com carga -Desgaste	-Arco elétrico -Choque elétrico	3	2	6	Dispositivo de seccionamento Item 10.5.1 – 10.5.2 – 10.10.1
Conjunto de Medição	Medições de Energia, Harmônicos, Picos e Oscilações da Rede. Testes em Relés.	Falta de medição	-Descarga atmosférica -Curto-Circuito	Dispositivo sem medição	1	1	1	Dispositivo impede medição
Disjuntor	Fecho / abertura do circuito	Contatos Mecanicamente Aberto	Falha nas traves, molas, carregamento de mola.	Os contatos não fecham	3	5	15	Dispositivo de desenergização e seccionamento Item 10.5.1 – 10.5.2 – 10.10.1
		Contatos mecanicamente fechado	Falha nas traves, molas, carregamento de mola.	Os contatos não abrem				
		Contatos colados	Falha na câmara de extinção do arco elétrico	Curto-circuito / explosão				
		Resistência de isolamento	Aquecimento excessivo, falta de isolamento	Choque elétrico				
		Resistência de contato	Aquecimento excessivo, falta de isolamento	Choque elétrico				
Para-raios	Proteger Equipamentos de um circuito contra surto de tensão transitório provocado por descargas atmosféricas e/ou sobretensões	Aparecimento de trincas ou rachaduras	-Descarga atmosférica - Sobreintensidade	Equipamentos sem proteção	3	2	6	Item 5.4 NBR 14039
		Resistência de isolamento	Aquecimento repentino	Equipamentos sem proteção				
Punho de Manobra	Manipulação da chave seccionadora	Resistência de contato	Falta de isolamento	-Choque elétrico -Arco elétrico	3	1	3	Dispositivo impede reversão 10.5.1 – 10.10.1
Relé de Proteção microprocessado	Proteção de circuitos (sobrecorrente, sobretensão, rearme, oscilografia)	Surto de tensão	Falha nos circuitos de proteção em média tensão	-Falta de proteção dos circuitos em média tensão -O comando do disjuntor principal não liga	1	1	1	Dispositivo de proteção
Seccionadora com Fusível	Dispositivo de corte e proteção contra sobretensões	Resistência de contato	Sobreaquecimento; Queima intempestiva do elemento fusível	O comando do disjuntor principal não liga	3	2	6	Dispositivo de seccionamento Item 10.5.1 – 10.5.2 – 10.10.1

Transformador de corrente	Fornecer corrente	Sobrecorrente	-Descarga atmosférica - Sobreintensidade	Potencial perda de intensidade do transformador	2	2	4	Medição de corrente
		Subcorrente	-Problema de isolamento -Curto-circuito	Potencial perda de intensidade do transformador	2	2	4	
		Sem corrente	-Problema de isolamento -Curto-circuito -Interrupção da alimentação	Trafo não fornece tensão	2	2	4	
Transformador de Força		Sobrecorrente	-Descarga atmosférica - Sobreintensidade	Sobrecarga	3	2	6	Atuação de proteções
		Subtensão / corrente	-Problema de isolamento -Curto-circuito	Sobrecarga / subtensão no transformador	2	2	4	
		Sem tensão	-Problema de isolamento -Curto-circuito -Interrupção da alimentação	Transformador não fornece tensão	2	2	4	
Transformador de Potencial	Fornecer tensão	Sobretensão	-Descarga atmosférica - Sobreintensidade	Potencial perda da tensão do transformador	2	2	4	Atuação de proteções
		Subtensão	-Problema de isolamento -Curto-circuito	Potencial perda da tensão do transformador	2	2	4	
		Sem tensão	-Problema de isolamento -Curto-circuito -Interrupção da alimentação	Transformador não fornece tensão	2	2	4	

Fonte: Arquivo Pessoal

Considerando que o conteúdo do Quadro 6 é bastante extenso, a análise se concentrará nos equipamentos que apresentarem modos de falha com maior índice de severidade e ocorrência.

- Análise das causas

Após a aplicação do FMEA, no sistema de suprimento de energia da empresa, especialmente dos itens considerados como mais importantes da

subestação, verificou-se que o componente da subestação que apresenta uma prioridade do risco NPR foi o Disjuntor de média tensão.

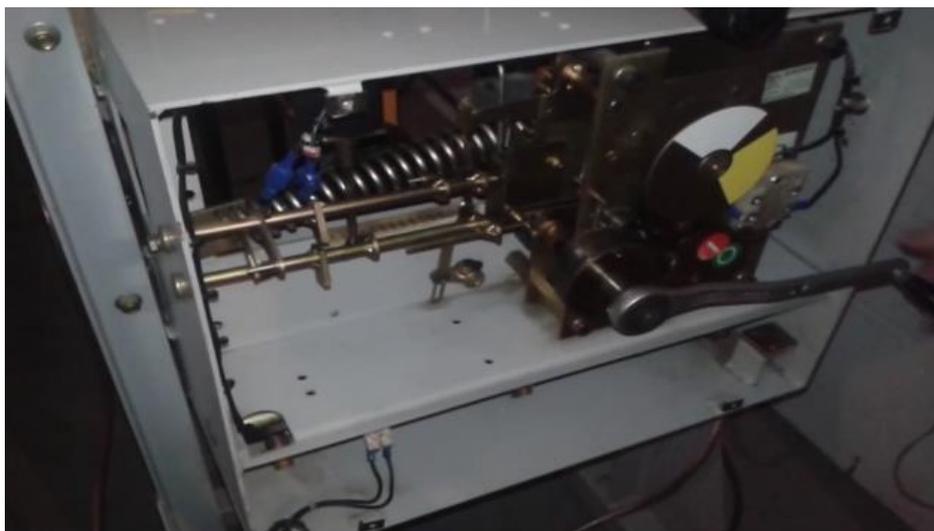
Os detalhes da análise FMEA são relatados na continuação:

1. Componente: Disjuntor de média tensão;
2. Função – fecho e abertura do circuito principal;
3. Falha funcional – Contatos Mecanicamente Aberto/Fechado; contatos colados;
4. Causa da falha – Falha nas traves, molas, carregamento de mola; falha na câmara de extinção do arco elétrico;
5. Efeito da falha – Circuito não fecha/não abre; choque elétrico /Curto-circuito / explosão;
6. RPN – 15 (Crítico);
7. Item da Norma – Dispositivo de desenergização e seccionamento Item 10.5.1 – 10.5.2 – 10.10.1 da NR-10.

Observações:

- verifica-se que o equipamento está no fim de sua vida útil, segundo mostrado na Figura 18, ou seja, o número de acionamentos está próximo ao limite estabelecido pelo de fabricante, que é de 10.000 acionamentos;
- trata-se de um disjuntor a óleo mineral para extinção do arco elétrico, e precisa de manutenção constante devido à carbonização do óleo nas operações de interrupção de corrente; o equipamento requer filtragem do óleo;
- outra situação identificada foi sobre o acionamento do referido equipamento; trata-se de comando manual através de alavanca de carregamento da mola; sempre que necessária, a manobra do disjuntor requer a presença de, no mínimo, dois profissionais habilitados e qualificados, conforme orientação do item 10.8 da NR-10.

Figura 18 – Disjuntor a óleo mineral



Fonte: Arquivo pessoal

Além disso, pela avaliação do FMEA dos outros componentes da subestação, esses componentes pertencem à região de risco considerada como tolerável da matriz de risco, uma vez que o nível de prioridade de risco é baixo e não se justifica a aplicação de ações de redução de risco.

f) Planilha com o Plano de Ação (Quadro 7).

Ao analisar a matriz de risco Quadro 3, observa-se que o componente da subestação que apresenta maior índice de severidade e, conseqüentemente, um maior Nível de Prioridade de Risco corresponde ao disjuntor de média tensão com um NPR igual a 15, como já era de se esperar, conforme observado na análise de desempenho dos equipamentos da Subestação.

Observa-se no Quadro 4 que o valor do NPR se encontra na região considerada como intolerável da matriz de risco. Verifica-se que os índices de severidade e ocorrência indicam que a falha é significativa e tem uma frequência elevada. Portanto, será necessário a implementação de ações imediatas para tratamento do risco.

Portanto, e tendo em vista os resultados apresentados, considerando o nível do risco e objetivando atender aos itens da norma, a recomendação foi a substituição imediata do disjuntor de média tensão.

A fim de viabilizar a substituição do Disjuntor de média tensão, foi elaborada uma planilha com o plano de ação conforme Quadro 7, no qual se descreve as atividades e responsáveis para a realização do serviço.

Quadro 7 – Plano de Ação

Objetivo Específico	Ação	Atividade	Responsável	Prazo	Status
Substituição de Disjuntor de média tensão	Realizar parecer técnico sobre estado do Disjuntor	O Engenheiro responsável realizará um parecer técnico devidamente assinado e com a respectiva ART.	Eng. Eletricista; Manutenção; Equipe SMT.	7 dias	Realizado
	Realizar memorial descritivo para compra do Disjuntor	O Engenheiro responsável junto à equipe técnica da manutenção realizará o memorial descritivo com as características necessárias para a compra do Disjuntor	Eng. Eletricista; Manutenção; Equipe SMT	5 dias	Realizado
	Aquisição do Disjuntor	Orçamento	Compras	20 dias	Realizado
		Aprovação	Controladoria	5 dias	Realizado
		Compra	Compras	30 dias	Realizado
	Instalação do Disjuntor na Subestação	A Equipe contratada realizará a instalação do Equipamento na Subestação	Empresa ITAM Service	3 dias	Realizado
Startup do Disjuntor	O Engenheiro responsável junto à equipe técnica da manutenção realizará o recebimento do serviço realizado, devidamente documentado.	Eng. Eletricista; Manutenção; Equipe SMT	1 dia	Realizado	

Fonte: Arquivo pessoal

Na continuação se detalha as características técnicas mais importantes do novo Disjuntor.

Disjuntor a vácuo com acionamento automático, com motoredutor para carregamento das molas e comando automático. Acionamento combinado junto ao relé de proteção microprocessado, para tensão e corrente, ambos atendendo a funções 27 subtensão, 47 sequência de fase, 59 sobretensão, 50 sobrecorrente instantâneo, 51 sobrecorrente temporizado, 50N sobrecorrente instantâneo de neutro e 51N sobrecorrente temporizado de neutro, conforme Figura 19.

Figura 19 – Disjuntor a Vácuo automatizado MT



Fonte: Arquivo pessoal

4.1 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Tendo em vista os resultados até aqui apresentados, verificou-se que uma abordagem qualitativa na análise de risco, apesar de cheia de informação, não atende adequadamente aos requisitos das empresas. Portanto, é fundamental que a análise seja quantitativa, que possibilite uma abordagem matemática, que permita

pontuar a severidade e a frequência e, assim, possibilite estimar o nível de prioridade do risco.

Cabe destacar que, durante a aplicação do método, neste trabalho encontramos certa dificuldade na coleta de dados, por exemplo, dados relacionados a taxas de falhas de equipamentos, ausência de manuais de equipamentos, procedimentos de testes, assim como certificações dos mesmos, entre outros. Uma alternativa encontrada para a obtenção das informações foi partir do conhecimento dos funcionários mais experientes envolvidos nas atividades de manutenção e segurança do trabalho.

5 CONCLUSÕES

O método desenvolvido atendeu ao objetivo proposto para este trabalho, uma vez que, através da aplicação do método para gerenciamento do risco baseado na ISO 31000, foi possível identificar, analisar, avaliar e tratar o risco na subestação da empresa industrial do PIM, alinhadas às normas vigentes NR-10 e NBR 14039, de maneira adequada, no intuito de tornar os equipamentos e instalações da subestação confiáveis no que diz respeito à segurança das pessoas e continuidade no processo produtivo da empresa.

A aplicação da gestão de riscos na subestação da empresa foi importante, pois permitiu reduzir a probabilidade de falha nos equipamentos, que poderia provocar acidentes ou potenciais danos a pessoas, à infraestrutura e ao meio ambiente. Também auxiliou na tomada de decisão para tratar o risco, com a substituição do disjuntor de média tensão.

REFERÊNCIAS

ABRACOPEL, **Anuário Estatístico – ABRACOPEL – 2018**. Disponível em: http://www.abrinstal.org.br/docs/abracopel_anuario18.pdf . Acessado em: 01/ 2019.

AES SUL. **Regulamento de instalações consumidoras** – Fornecimento em média tensão – Rede de distribuição aérea, Porto Alegre, 2004.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Gestão de riscos — Princípios e diretrizes**. Rio de Janeiro: ABNT NBR ISO 31000, 2009.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Gestão de riscos — Técnicas para o processo de avaliação de riscos**. Rio de Janeiro: ABNT NBR ISO/IEC 31010, 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Instalações elétricas de baixa tensão de 1,0 kV a 36,2 kV: NBR 5410**, Rio de Janeiro ABNT, 2005a.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV: NBR 14039**, Rio de Janeiro ABNT, 2005b.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT. **NBR 5460 Sistemas Elétricos de Potência**, Rio de Janeiro ABNT 1992.

BRASIL. **Manual de interpretação e aplicação da NR-10** Ministério do Trabalho e Emprego, 2010

BRASIL. **Norma Regulamentadora nº 10: Segurança em instalações e serviços em eletricidade**. Brasília: Ministério do Emprego, 2004.

BARBOSA, R; PEREIRA, P, R. **Controle de Riscos - Prevenção de Acidentes No Ambiente Ocupacional** - São Paulo: Editora Érica, 2009.

BARROS, B. F.; DOS SANTOS, D. B.; CARLOS, M. V.; BROCHINI, M. BORRELLI, BORRELLI, R.; GEDRA R. L.; **Sistema Elétrico de Potência SEP- Guia Prático**. São Paulo: Érica, 2013.

BARROS, B. F.; GEDRA, R.L. **Cabine Primária: Subestação de Alta Tensão de Consumidor**. São Paulo: Editora Érica, 2009.

CARVALHO FILHO, M. J; e APARECIDO C. R; **Proteção de Sistemas industriais, Nota Técnica Proteção contra arcos elétricos**. Instituto de Sistemas Elétrico e Energia – ISEE; Grupo de Estudo em Qualidade de Energia Elétrica – GQEE. UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ MG, 2011.

COELCE. **Norma Técnica NT002/2010 –R02 – Fornecimento de energia elétrica em tensão primária de distribuição**. Fortaleza, 2010.

COTRIM, A. A. M. B. **Instalações Elétricas**, 5ª Ed., São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2009.

CREDER, H; COSTA, L. **Instalações Elétricas** 16ª ed. Rio de Janeiro: LTC – Livros Técnicos e Científicos, 2018.

ELYSEO, C, A. **Interpretando a NR-10**. Disponível em: <<http://www.forumdaseguranca.com/downloads/10.pdf>>, acesso em 2/2019

FISCHER, D; GUIMARÃES, L, M. **Percepção de risco e perigo: Um estudo qualificado**. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2002. Anais. ABERGO, Recife: 2002.

LEÃO, R. "**GTD–Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica**." Universidade Federal do Ceará, 2009.

MAMEDE FILHO, J. **Manual de Equipamentos Elétricos** 3ª ed. Rio de Janeiro: LTC – Livros Técnicos e Científicos, 2010.

MIRANDA, R. **Instalações Elétricas Industriais**. 1ª ed. São Paulo: Editora Fotolitos, 1999.

MORAIS, G. **Sistema de Gestão de Riscos - Princípios e Diretrizes - ISO 31000/2009 Comentada e Ilustrada - Vol. 1** – São Paulo: Editora GVC, 2010.

NEGRISOLI, M, E. **Instalações Elétricas: Projetos Prediais** 11ª ed São Paulo. Edgard Blucher - 2017.

NISKIER, J; MACINTYRE, A, J. **Instalações Elétricas**. 2da ed. Rio de Janeiro: LTC – Livros Técnicos e Científicos, 2000.

PEREIRA, A, D. **Tratado de Segurança e Saúde Ocupacional**. 1ª ed. São Paulo: Editora LTR, 2005.

QUEIROZ, A, R; SENGER, E, C. **A natureza e os riscos do arco elétrico, EPIs e Proteção contra Arco Elétrico**. [S.l.]: v. 1, ed. 72, p. 46- 51. Disponível em: <<http://www.osestoreletrico.com.br/web/a-revista/fasciculos.html#catid72>>. Acesso em 12/2018

ROSSI, G. **Proteção de Sistemas elétricos, Proteção de Subestação e Equipamento**. Instituto de Sistemas Elétrico e Energia – ISEE; Grupo de Estudo em Qualidade de Energia Elétrica – GQEE. UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ MG 2011.

SEIXAS, E. D. S. **Manutenção Centrada na Confiabilidade Estabelecendo a Política de Manutenção com Base nos Mecanismos de Falha dos Equipamentos**. Editora REALISOFT. São Paulo, 2010.

TAVARES, L, A. **"Administração moderna da manutenção."** Editora Novo Polo, Rio de Janeiro, 1999.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). Escola Politécnica Programa de educação continuada. **Prevenção e Controle de Riscos em máquinas, equipamentos e Instalações parte A.** – EPUSP - São Paulo, 2018a. Apostila.

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO (USP). Escola Politécnica Programa de educação continuada. **Gerência de Riscos.** EPUSP – São Paulo, 2018b. Apostila.

ANEXO 1 – PROCEDIMENTO DE OPERAÇÃO (CABINE PRIMÁRIA)

Procedimento de operação MANOBRA NA CABINE PRIMÁRIA	No.: PO-XXXX
	Data de Emissão: xx/xx/xxxx
	Última Revisão: rev00 Data: xx/xx/xxxx
	Página: 1 de 2

OBJETIVO: Descrever os procedimentos para manobra da cabina primária.

DESCRIÇÃO: descreva o equipamento (TAG), localização, etc.

Área atendida: nome da Operação

1.0 - Verificar a presença de tensão da Cabine Primária das seguintes formas:

1.1 - Verificar as lâmpadas de sinalização do medidor de energia elétrica ATIVA (**relógio AMAZONAS ENERGIA**) num total de três (03) lâmpadas correspondente as 03 fases de Rede (sistema trifásico) e se

MODELO

1.2 - Verificar os “Leds” das lâmpadas de sinalização (quadro de comando na qual estão realizado ao lado da porta de entrada da cabine primária) denominado como: QF-01 Cabine Primária, se estão ACESAS, ou seja, as (03) fases vindas dos TP’s (Transformador de Potencial), lâmpadas identificadas como RST e RESET no quadro elétrico em questão, que em caso de normalidade estarão acesas, observando também que o disjuntor nesta situação estará operando em automático.

2.0 - Se a lâmpada de sinalização RST estiver apagada (quadro de comando a distância / QF-01), significa que existe alguma falha na rede AMAZONAS ENERGIA, por falta de fase e/ou oscilação de tensão, e o disjuntor (M.T) permanecerá desligado (desarmado) até a normalização da rede; Verificar sinalização das três fases no medidor Ativo já citado acima e posicionamento dos fusíveis tipo “Matheus” no poste de entrada primária externa na rua, que em caso de anomalia acionar a

AMAZONAS ENERGIA:

Tel:0800-7272120 ou 0800-7272196 (plantão de emergência Amazonas Energia):

Obs.: Checar também VISUALMENTE eventual acionamento dos fusíveis tipo” HH” (chave seccionadora) e tipo cartucho dos TP’s (ambos fusíveis localizados no cubículo disjuntor (M.T.), que

por sua vez deverá acionar o relê de falta de fase, (Localizado no quadro de comando a distância / QF-01);

3.0 - Se a lâmpada de sinalização RESET apagada (quadro de comando a distância / QF-01), significa que os relês primários de sobre-corrente dos disjuntores (M.T.) atuaram, podendo haver alguma anormalidade no sistema de baixa tensão (B.T) do sistema elétrico da **Operação xxx**, após verificação, encontrado anomalias, acionar a botoeira de RESET que por sua vez deverá desligar o Disjuntor (M.T) automaticamente;

4.0 - Na eventual inoperabilidade do disjuntor (M.T) em AUTOMÁTICO, deve-se acionar o disjuntor (M.T) em MANUAL conforme descrição abaixo:

4.1 - Verificar a REDE (AMAZONAS ENERGIA: Lâmpadas de sinalização do Medidor Ativo) e sistema de relês primários (pelas lâmpadas de sinalização do quadro de comando / QF-01) estão NORMAIS (acesas):

MODELO

Controle da Revisão

Elaboração		Data	Revisão	Descrição	Aprovação	
Função	Nome				Função	Nome
xxxx	xxxx	xx/xx/xxxx	xx	xxxxx	xxxx	xxxxx

4.2 - Usar os EPI's Luva de proteção compatíveis com a carga (disponíveis no local) e Tapetes de Borracha:

4.3 - Comutar a chave (AUT / MAN), localizado no frontal do disjuntor (M.T) p/ MANUAL;

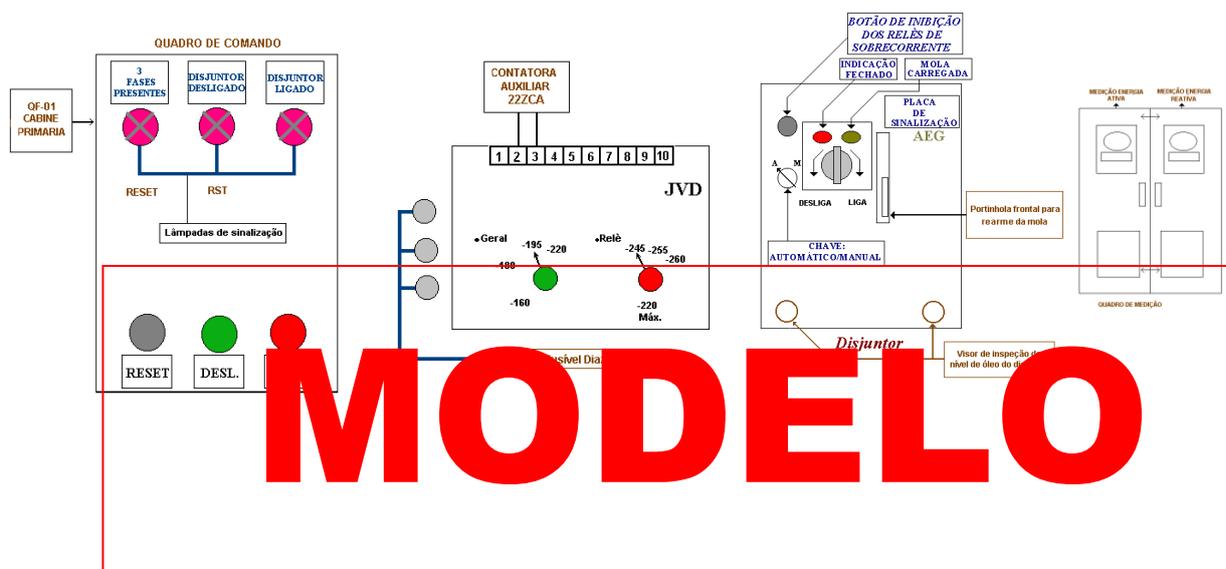
4.4 - Verificar que o rearme em manual do disjuntor (M.T) deverá estar obrigatoriamente com a mola descarregada;

4.5 - Acoplar a alavanca de rearme da mola, abrindo a portinhola frontal do disjuntor (M.T) movimentando está de baixo p/ cima até o fim de curso (onde deverá embandeirar: MOLA CARREGADA):

4.6 - Aciona a botoeira de inibição dos relês de sobrecorrente (localizado á esquerda superior dos painéis frontais do disjuntor (M.T) e simultaneamente virar a chave seletora (liga/desliga) no sentido horário (também localizado no frontal do disjuntor (M.T), O disjuntor deverá fechar (rearmar);

Obs.: Ref. Ao sub-item (4.6), devido automatização do disjuntor (M.T) ao acionar a botoeira inibição dos relês de sobre- corrente, pode-se neste momento já liberar o rearme do disjuntor (M.T)

4.7 - Repetir a operação dos subitens acima (item-04), caso o disjuntor (M.T) não entre, devido seu rearme ser muito brusco:



ANEXO 2 – CHECKLIST (CABINE PRIMÁRIA)

Nº do Item	Item da NR-10	Descrição do Item	Aspectos Observados		
			Situação	Observações	Recomendações
1.1		A sala ou subestação está identificada? <i>Item 10.10.1-c – NR-10</i>	Não	A subestação não está identificada.	Identificar a subestação de acordo com o diagrama unifilar.
1.2	10.3.9-d 10.10.1	Existe sinalização restringindo a entrada de pessoas não autorizadas, sendo permitida a entrada somente de Pessoal BA4 e BA5? <i>Item 9.1.6 – NBR 14039</i>	Sim		
1.3	NR-26 NBR 14039	A área externa da subestação está cercada por alambrado de tela adequado (altura mínima de 2 m e malha inferior a 50 mm)?	Não	O alambrado de tela metálico instalado tem altura de aproximadamente 1,75 m, chegando a 2 m por meio da utilização de arame farpado.	Aumentar a altura do alambrado de tela metálico.
1.4		Estão visíveis sinalizações de advertência quanto aos riscos elétricos e à restrição ou impedimento de acesso? <i>Item 9.1.9 – NBR 14039</i> <i>Item 10.3.9-d – NR-10</i>	Sim		
2.1		As portas são metálicas ou de material não combustível (largura mínima de 0,80 m)? <i>Item 9.2.2 – NBR 14039</i>	Sim		
2.2		As portas da sala abrem para fora? <i>Item 9.2.2 – NBR 14039</i>	Sim		
2.3	10.9.4 10.12	Estão instaladas alavancas anti-pânico para abertura das portas em situações de emergência? <i>Item 23.3.7 – NR-23</i> <i>Item 9.3.2.6 – NBR 14039</i>	Sim		
2.4	NR-23 NBR 14039	Espaço entre painéis ou entre painéis e paredes é sempre superior a 1,20 m? <i>Item 5.1.1.4 – NBR 14039</i> <i>Item 9.2.1.2 – NBR 14039</i>	Não	As passagens nas laterais dos painéis são reduzidas, dificultando a circulação em caso de emergência.	Abrir outra porta na sala, atrás dos painéis e, em novos projetos, prever distâncias mais adequadas.
2.5		Encontra-se instalado um sistema de iluminação de emergência indicando a rota de abandono da área? <i>Item 9.2.1.3 – NBR 14039</i>	Não	Não há um sistema do tipo instalado.	Instalar um sistema de iluminação de emergência, indicando as saídas da subestação.
2.6		A sala tem um sistema de detecção de incêndio, com alarme externo em local monitorado?	Não	Não há um sistema do tipo instalado.	Instalar um sistema de detecção de incêndio.

4.2	10.3.4 NBR 14039	As estruturas metálicas, alambrados, portas, painéis, equipamentos e componentes elétricos estão aterrados? <i>Item 5.1.2 – NBR 14039</i> <i>Item 5.1.2.2.3 – NBR 5410</i>	Parcial	As telas metálicas da subestação não estão aterradas.	Aterrar todas as estruturas metálicas da subestação.
4.3	NBR 5410	Estão visíveis os pontos de aterramento para inspeção e medição da malha terra?	Sim		
5.1		Os diagramas unifilares estão disponíveis na sala ou subestação? <i>Item 6.1.7.1 – NBR 14039</i> <i>Item 6.1.8 – NBR 5410</i>	Não	O diagrama unifilar está disponível apenas na subestação de 138 kV e na sala do gerador.	Disponibilizar o diagrama unifilar na subestação.
5.2	10.2.3 NBR 14039	Os diagramas unifilares estão atualizados? <i>Item 6.1.7.1 – NBR 14039</i> <i>Item 6.1.8 – NBR 5410</i>	Não	O diagrama possui pontos confusos.	Melhorar a identificação dos equipamentos de acordo com o diagrama unifilar.
5.3	NBR 5410	Nos diagramas unifilares, estão representados os dispositivos de proteção, seccionamento e inter-travamento? <i>Item 10.2.3 – NR 10</i>	Parcial	O diagrama possui pontos confusos.	Melhorar a identificação dos equipamentos de acordo com o diagrama unifilar.
5.4		Nos diagramas unifilares, está representado o sistema de aterramento adotado para a instalação? <i>Item 10.2.3 – NR 10</i>	Não	O sistema de aterramento não está representado no diagrama unifilar.	Atualizar o diagrama unifilar com o sistema de aterramento adotado.
6.1	10.3.9	Os equipamentos e painéis elétricos estão identificados? <i>Itens 6.1.5.1 – NBR 14039</i> <i>Item 6.1.5.1 – NBR 5410</i> <i>Item 5.1 – NBR IEC 60439-1</i>	Parcial	Os equipamentos estão identificados, mas algumas etiquetas estão em estado precário.	Melhorar a identificação dos equipamentos.
6.2	10.10.1-a 10.10.1-b	Há identificação na traseira dos painéis?	Não	A traseira dos painéis não está identificada.	Identificar a parte de trás dos painéis, facilitando os procedimentos de manutenção.
6.3	NBR 14039 NBR 5410	Os cubículos, compartimentos e gavetas estão adequadamente identificados? <i>Item 6.1.5.1 – NBR 14039</i> <i>Item 6.1.5 – NBR 5410</i>	Parcial	Os equipamentos estão identificados, mas algumas etiquetas estão em estado precário.	Melhorar a identificação dos equipamentos.
6.4	NBR IEC 60439-1	Os cabos e circuitos estão devidamente identificados através de <i>tag number</i> , cores ou anilhas? <i>Item 6.1.5.3 – NBR 14039</i> <i>Item 7.6.5.1 – NBR IEC 60439</i>	Parcial	Os vergalhões estão identificados por meio de cores.	Melhorar a identificação dos circuitos.
6.5		Os inter-travamentos operacionais estão identificados e estão disponíveis instruções de operação?	Parcial	Os equipamentos não estão identificados e alguns não possuem instruções de operação.	Identificar e disponibilizar instruções de operação para os circuitos de inter-travamento.

6.6		Nos dispositivos de seccionamento, estão identificadas as posições de ligado, desligado e bloqueado?	Sim		
6.7		Nos dispositivos de manobra, as posições desligado (verde) e ligado (vermelho) estão identificadas?	Não	Não há dispositivos luminosos para os equipamentos de manobra.	Instalar um sistema luminoso para sistemas energizados. O painel de comando pode ser instalado na subestação de 138 kV.
7.1		O procedimento de desenergização das instalações elétricas, por ocasião de uma manutenção, está sendo cumprido?	Sim		
7.2		No acompanhamento de uma intervenção, o circuito desenergizado foi seccionado por componente adequado?	Sim		
7.3		Os dispositivos de seccionamento permitem o uso de cadeados ou outros meios que impeçam sua reversão?	Sim		
7.4		Foi observado o uso de cadeados nos dispositivos de seccionamento?	Sim		
7.5	10.5.1 10.5.2 10.10.1	Foi observada a constatação de ausência de tensão nos terminais ou cabos do circuito desenergizado?	Sim		
7.6		Foi observada a instalação de aterramento temporário com equipotencialização dos condutores do circuito desenergizado?	Sim		
7.7		Foi observado o uso de mantas ou outros meios isolantes nas partes vivas da zona controlada para evitar um contato acidental?	Não	Não é realizada a utilização de mantas ou outros meios isolantes para a proteção contra as partes vivas.	Adotar meios isolantes para proteção.
7.8		Foi observado o uso de sinalização de impedimento de reenergização?	Sim		
7.9		Foi observado o mesmo nível de segurança adotado no processo de desenergização para a etapa de energização?	Sim		

8.1		As portas dos painéis elétricos têm dispositivos de bloqueio que impedem a sua abertura com o painel energizado? <i>Item 7.6.4 – NBR IEC 60439</i>	Não	Os painéis podem ser abertos, tanto pela parte frontal quanto pela traseira, com o equipamento energizado. A parte de trás possui obstáculos mecânicos que previnem o contato acidental com as partes vivas.	Desenergizar os equipamentos antes que as portas sejam abertas.
8.2		Existe um botão de desligamento de emergência da energia da sala ou subestação? <i>Item 4.1.5.1 – NBR 14039</i> <i>Item 4.1.7 – NBR 5410</i>	Não	Não há dispositivos de desligamento dos equipamentos.	Instalar botão para o desligamento remoto do sistema em caso de emergência.
8.3		Existe comando remoto dos dispositivos de manobra?	Sim		
8.4	10.1.2	As partes vivas, internas ou externas aos painéis, são protegidas por barreiras ou obstáculos de modo a evitar um contato acidental?	Sim		
8.5	10.2.8.2 NBR 5410	Nos compartimentos com componentes extraíveis, as partes vivas ficam protegidas nas posições de teste e extraída?	N/A	As gavetas não são extraíveis.	
8.6	NBR IEC 60439-01	O distanciamento entre componentes e partes vivas no interior dos painéis possibilita intervenções seguras?	Sim		
8.7	NBR 14039 NBR IEC 62271	Quando abertas, as distâncias em relação às partes vivas das instalações são seguras?	Parcial	Alguns equipamentos são protegidos, quando abertos, por obstáculos mecânicos para evitar o contato acidental com partes vivas, mas outros não os têm.	Elaborar procedimentos de trabalho para a execução segura de intervenções e instalar meios para evitar o contato acidental com partes vivas.
8.8		Os cubículos são compartimentados?	Sim		
8.9		A intervenção em um compartimento ocorre de maneira segura independentemente do estado de energização dos demais?	Sim		
8.10		Os painéis de média tensão têm certificado de ensaio de tipo?	Não	Os painéis não são certificados.	Nos novos projetos, devem ser utilizados painéis com certificado de ensaio de tipo.
8.11		Os painéis de baixa tensão têm certificado de ensaio de tipo?	N/A	Apenas painéis de média tensão estão instalados na subestação.	

9.1	10.9.3 10.9.4	Processos ou equipamentos suscetíveis de gerar eletricidade estática possuem um dispositivo de descarga e proteção especial?	N/A	Não há tais equipamentos instalados na subestação.	
9.2	10.9.5 NBR IEC 60439-01	Foi observado o uso de permissão especial para intervenções de manutenção em áreas classificadas?	N/A	De acordo com estudo de classificação de área realizado, a área não é considerada classificada.	
9.3	NBR 5418	A instalação do banco de baterias é adequada?	N/A	Não há um banco de baterias instalado na subestação.	
9.4	NBR IEC 60079	Os componentes instalados nas áreas classificadas são adequados?	N/A	De acordo com estudo de classificação de área realizado, a área não é considerada classificada.	
10.1	NBR 14039 NBR 5410	Nos quadros de iluminação, são utilizados disjuntores com proteção residual para maior segurança na troca de lâmpadas? <i>Item 3.2.5 – NBR 5410</i>	N/A	Não há quadros de iluminação instalados na subestação.	
10.2		Locais com umidade são protegidos por disjuntores diferenciais residuais de alta sensibilidade? <i>Item 3.2.5 – NBR 5410</i>	N/A	Apenas painéis de média tensão estão instalados na subestação.	
10.3		Cabos elétricos de baixa e média tensão estão lançados em encaminhamentos independentes? <i>Item 6.1.5.4.1 – NBR 14039</i>	Sim		
10.4		Cabos de força e de comando com mais de três bitolas de diferença estão lançados em encaminhamentos independentes? <i>Item 6.1.5.4.1 – NBR 14039</i>	Sim		
10.5		Bandejas, eletrocalhas e leitos estão aterrados? <i>Item 5.1.2.2.3 – NBR 5410</i> <i>Item 5.1.2 – NBR 14039</i>	Sim		
10.6		O estado de conservação e sustentação dos leitos, eletrocalhas e eletrodutos é adequado?	Sim		
10.7		A quantidade de cabos nos leitos é adequada?	Sim		
11.1		Os equipamentos elétricos apresentam sinais de manutenção preventiva? <i>Item 8.2 – NBR 14039</i>	Parcial	A manutenção preventiva de alguns equipamentos está atrasada.	Rever o programa de manutenção preventiva e as atividades a serem realizadas.

11.2	10.4.4 NBR 5410	Os relés de proteção apresentam sinais de calibração e aferição?	Sim		
11.3	NBR 14039	A sala ou subestação está limpa? <i>Item 8.2.2.2 – NBR 14039</i>	Sim		
12.1	10.5.1	Está disponível na sala ou subestação um dispositivo de aterramento temporário para equalização de potencial dos circuitos desenergizados?	Parcial	O dispositivo está disponível na subestação de 138 kV.	Especificar nos procedimentos de trabalho o local onde o equipamento se encontra.
12.2		Está disponível um detector de tensão para constatação de ausência de tensão nos circuitos de média tensão?	Parcial	O dispositivo está disponível na subestação de 138 kV.	Especificar nos procedimentos de trabalho o local onde o equipamento se encontra.
12.3		Está disponível um detector de tensão para constatação de ausência de tensão nos circuitos de baixa tensão?	Parcial	Existem dispositivos disponíveis na subestação de 138 kV e na sala da manutenção.	Especificar nos procedimentos de trabalho o local onde os equipamentos se encontram.
12.4		As ferramentas são adequadas para intervenções de manutenção elétrica?	Parcial	As ferramentas são adequadas.	Anexar os Certificados de Aprovação e a documentação dos testes realizados ao Prontuário das Instalações Elétricas.
13.1	NR-6	Está disponível na sala ou subestação roupa para proteção contra queimadura por arco elétrico?	Parcial	Há roupas de nível IV disponíveis na subestação de 138 kV.	Anexar os Certificados de Aprovação das roupas ao Prontuário das Instalações Elétricas e especificar o local onde elas se encontram.
13.2		Está disponível na sala luva isolante?	Parcial	Há luvas disponíveis na subestação de 138 kV.	Anexar os Certificados de Aprovação das luvas ao Prontuário das Instalações Elétricas e especificar o local onde elas se encontram.
13.3		O local onde ficam guardados os EPI é adequado?	Parcial	Os equipamentos ficam guardados dentro de caixas.	Melhor alocar os equipamentos, mantendo-os em local limpo e não úmido.

